



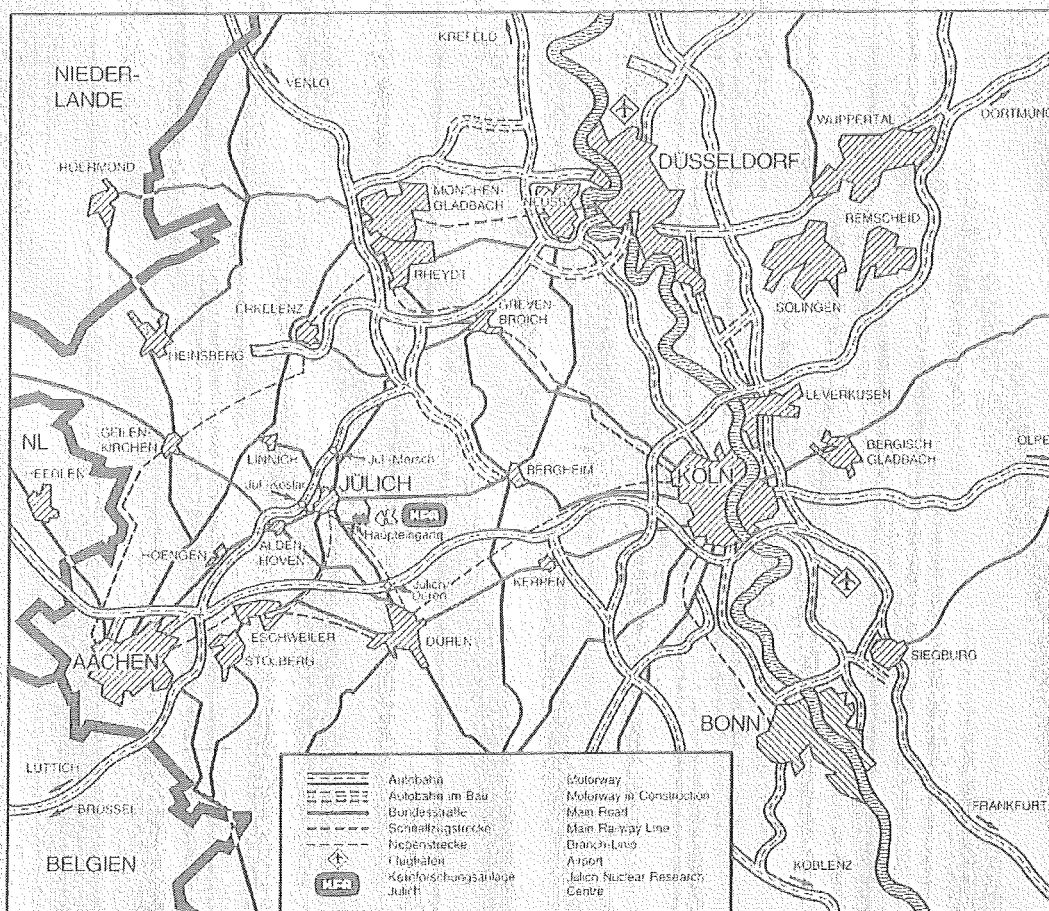
KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH GmbH

Projektleitung Energieforschung

Einsatz kleiner Windenergieanlagen in Entwicklungsländern

Seminar am 14./15. Mai 1985 in Göppingen
durchgeführt von
Projektleitung Energieforschung (PLE)
der Kernforschungsanlage Jülich GmbH (KFA)
im Auftrag des
Bundesministers für Forschung und Technologie (BMFT)

Jül - Spez - 328
August 1985
ISSN 0343 - 7639



Als Manuskript gedruckt

Spezielle Berichte der Kernforschungsanlage Jülich – Nr. 328

Projektleitung Energieforschung Jül - Spez - 328

Zu beziehen durch: ZENTRALBIBLIOTHEK der Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Postfach 1913 · D-5170 Jülich (Bundesrepublik Deutschland)

Telefon: 02461/610 · Telex: 833556-0 kf d

Einsatz kleiner Windenergieanlagen in Entwicklungsländern

Seminar am 14./15. Mai 1985 in Göppingen
durchgeführt von
Projektleitung Energieforschung (PLE)
der Kernforschungsanlage Jülich GmbH (KFA)
im Auftrag des
Bundesministers für Forschung und Technologie (BMFT)

L. Möller

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Vorwort	1
J.P. MOLLY, DFVLR, Stuttgart Design Criteria and Application of Wind Energy Converters	3
V. WAGNER, Seewetteramt, Hamburg Kurzer Abriß zu den Windverhältnissen in Entwick- lungsländern	55
SCHOTT, Th., DFVLR, Stuttgart Energieversorgung in Entwicklungsländern	65
SCHÜRINGS, H., Universität Frankfurt Eingriffe von außen - Probleme und Schwierigkeiten der Entwicklungszusammenarbeit -	79
SCHIEL, T., Universität Karlsruhe Entwicklungshilfe und traditionelle Nutzung der Windenergie	91
FRITZSCHE, A., Dornier-System GmbH, Friedrichshafen Stand und Überlegungen zur Entwicklung von Wind- Diesel-Anlagen in der Bundesrepublik Deutschland	105
PETERSEN, G., GKSS, Geesthacht Die windkraftbetriebene Wasserentsalzungsanlage auf der Hallig Süderoog	119
AMANN, T., M.A.N. - Neue Technologie, München Antrieb von Wasserpumpen durch eine schnellaufende Windkraftanlage	139
BECHEDAHL, U., TU Berlin Windgeschwindigkeitsprognose zur Standortbewertung von Kleinwindkraftanlagen im Inselbetrieb	153
BADE, P., TU Berlin Betriebserfahrungen an einem Windpumpensystem mit Synchron-Generator und Elektromotorischer Kreisel- pumpe	163
TWELE, J., TU Berlin Segelwindmühle mit Kreiselpumpe zur Entwässerung in Mahotas, Mosambik	171

	Seite
WURZ, D., Universität Karlsruhe Windenergieanlage zur Erzeugung elektrischer Energie in Entwicklungsländern	179
CRAMER, C, SMA Kassel Anforderungen an die elektrische Ausrüstung und Regelung von Windenergieanlagen im Inselbetrieb	191
KOEHNE, W., Südwind, Berlin Ein Konzept zur Energieversorgung von Einzelverbrauchern und kleinen lokalen Netzen mit Windenergie als Hauptenergiequelle	209
OBERMAIR, G., Universität Regensburg Exportchancen für deutsche Windtechnik in Entwicklungsländern	217
Teilnehmerverzeichnis	221

Vorwort

In diesem Band sind die Beiträge zusammengefaßt, die zum Seminar eingereicht wurden. Nicht alle konnten als Vortrag berücksichtigt werden.

Vorangestellt ist eine ausführliche Ausarbeitung zu den allgemeinen Fragen der Nutzung der Windenergie. Die Ausführungen zum Windpotential in den angesprochenen Regionen münden ein in die Feststellung, daß eine Standortwahl immer mit einer belastbaren Bewertung des Windangebotes verbunden sein muß, da z.B. trotz relativ geringer Entfernung zwischen 2 Standorten die Windangebote erheblich verschieden sein können. Nach den Darstellungen zu den Energieversorgungsstrukturen folgen zwei nicht-technische Vorträge. Eine Entwicklungshelferin und ein Ethnologe weisen anhand von Beispielen auf die besonderen Situationen in einzelnen Ländern hin und auf die sich daraus ergebenden Probleme bei der Einführung neuer Technologien. Die sich anschließenden Vorträge zu den verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten kleiner Windanlagen stellen die bisherigen Entwicklungsarbeiten verschiedener Firmen und Institutionen vor.

Im Rahmen des Seminars konnte das Testfeld in Schnittlingen vorgestellt und besucht werden.

Inwieweit dieses Programm dem Anspruch des Seminars, den Dialog zwischen den in Entwicklungsländern tätigen Geberinstitutionen und den Entwicklern und Herstellern von Windenergieanlagen und -systemen einzuleiten bzw. zu verstärken gerecht wurde, wird sich beweisen müssen.

Design Criteria and Application of
Wind Energy Converters

J.P. Molly

Summary

Some of the most important wind characteristics are explained, including the effects of boundary layer, obstacles and hills. In a short explanation the typical types of wind energy converters are presented, as well as the influence and the effects of the rotor blade number, the specific power installation, rotor speed, type of rotor hub, etc. A method is demonstrated showing how to place the specific rated power for generating energy at minimum cost dependent on the wind velocity frequency curve of the site. An example shows which load cases have to take into account to calculate the operational forces of a wind energy converter. The typical behaviour of the energy output of wind energy converters as well as the behaviour of wind energy converter-storage systems are explained.

I. Wind Characteristics

According to Sørensen (1) the radiated power by the sun which meets the earth is about 172 500 TW. At least 1200 TW of this quantity is necessary to maintain the motion of the air. In case of transforming only 1 per cent of the power to usable energy forms more than ten times of the existing world wide installed electrical power would be at disposal for mankind.

With respect to the low roughness of water surfaces, the mean annual wind velocities are highest above the sea areas. This explains also, that the coastal areas of the continents have fairly good wind conditions (Fig. 1) (2). Inside areas of the continents normally have low mean annual wind velocities due to the increasing roughness of the surface. (Fig. 2) (3) shows the displacement of the isovents into greater heights above ground level as can be seen at a north-south cross section of Germany. For instance, in southern Germany a height of more than 1200 m above sea level is necessary to get the same annual wind velocity of coastal areas measured there in 10 m above sea level.

Looking at the general wind situation the map (Fig. 1) shows that most of the area has wind speeds between 3.6 to 5.6 m/s. Of course local conditions can influence the winds in a good or bad manner. In subtropical and tropical areas the solar radiation during day often causes large temperature differences between day and night combined with typical diurnal wind changes in speed and direction, like landward or seaward winds. Averages of the wind speed taken for longer time periodes like months or years are not always good indicators when a decision about the economic application of wind energy converters shall be taken based on that value. High wind speeds during day can be compensated by low winds during night which can diminish the average to non profitable sizes. Nevertheless 8 or 10 hours good wind velocities can lead to economic applications for example in water pumping where storage is not necessary or no serious problem.

The wind not only fluctuates in short time periods such as some seconds or minutes, but also in long time intervals. Depending on the sun radiation there is a diurnal change in wind velocity with its maximum for example in the early afternoon (Fig. 3) (4). In Germany this maximum is more distinctly marked in inland areas (Bremen) than on the sea side (Wyk auf Föhr). On high mountains as well as at heights more than 150 to 200 m above ground level the diurnal peak can be reached during night time several hours after midnight. This is true for Germany, but it can be expected in other countries and on other continents as well. Similar to the diurnal variations, seasonal wind velocity changes can be noticed. In Europe, wind maximum occurs during winter and minimum during summer time. In opposition to solar power, maximum demand and maximum supply coincide.

Today wind turbines of up to 100 m rotor diameter or even more are under design or in operation and this requires the knowledge of the wind condition variations simultaneously with the height. Different boundary layers occur due to the surface roughness. Davenport (5) defined three boundary layer classes which are described by a power law. The roughness depending exponent "a" (see Fig. 4) varies between 0.16 for very smooth surfaces such as areas located directly near the sea (island, coast etc) and 0.45 for boundary layers above large cities. Most of the flat and smooth inland areas (only very few obstacles such as trees, hedges, etc. are allowed) can be described by the exponent $a = 0.28$. This exponent applies to mean annual wind conditions and therefore cannot be used for momentary descriptions of the boundary layer. The denoted wind velocity differences in Fig. 4 between lower and upper rotor blade must therefore be understood as statistical averages. The momentary conditions can be totally different from this.

For the load calculations of a WEC it is not sufficient to investigate the stationary loads. Depending on the operation modes of the WEC (variable or constant rotor speed, hub type, etc.) more than five

times of rated torque can occur in the power drive system for short times due to gust conditions. In the load assumptions this must be taken into account, depending on the occurrence frequency of gusts. The highest wind velocities appearing once in 100 years reach 60 m/s and more. Fig. 5 shows a measurement of wind gusts taken at the DFVLR (German Aerospace Research Establishment) test field for wind energy converters (WEC) at Schnittlingen. The center line indicates the 10-min-average wind speed, the dots above and below of that line show the instantaneous maximum and minimum wind velocities taken at each 10-min-average. This example shows that the gust factor decreases when the average velocity increases. At 5 m/s average the gust can be more than two times larger whereas at 20 m/s average a gust factor of 1.6 can be expected. This graph (Fig. 5) shows the gust behaviour of the testfield site. Other areas can have totally different conditions with more or less severe gusts.

As already mentioned, the dots in Fig.5 represent the maximum gust speed of each 10-min-average. This doesn't mean that a WEC really faces a gust starting at the 10-min-average of the wind speed and then climbing up to the registered maximum.

In Fig.6 an example of the wind speed changes within one minute is shown. The overall increase in wind speed is about 13 m/s in 60 s. Wind speed accelerations of up to $7,5 \text{ m/s}^2$ occurred with a wind speed change of 6 m/s which is equivalent to a power increase of 324 times the power contents at the beginning of the gust.

Fig.7 is the continuation of Fig.6 and shows a much smoother descent of the wind speed compared with the turbulent changes in wind speed during the ascend. The two minutes average of the registered wind speed is about 17 m/s, with a maximum gust of 24 m/s which didn't start at the average of 17 m/s but at 20 m/s and is less severe than the one shown in Fig.6 with its acceleration of $7,5 \text{ m/s}^2$.

This strong changes in wind speed lead to load and power variation in a WEC which faces the wind. Dependent on the power control system the absolute size of the acting forces is very different and have to be taken into account when applying the load cases. Besides the problems of the resulting structural loads the power fluctuations shall be small, specially when the WEC operates together with a small and weak grid, to avoid stability problems. In case of a pitch controlled WEC the fast changes in wind speed favors a high pitch change rate to diminish the power fluctuations and keep the power within the generator limits. As an example, 20% power increase in a WEC with rated power at 10 m/s stands for a wind speed change to 10.6 m/s only, which demonstrates the necessary sensitivity of the power control system.

Beside this problem of predicting the possible wind loads, there exists the need for some more information to place the WEC in the right manner. A WEC site will seldom be best for wind energy utilization. For this reason, the effect of obstacles or hills on the wind conditions must be estimated to find out the best possible site. Small and very large WECs lie with their rotors in the boundary layer formed by the surface roughness. The influence of the disturbances caused by the obstacle depends on the size ratio between rotor diameter and obstacle. Positive as well as negative effects on the wind stream may occur.

Fig. 8 shows the principle separation bubble behind an obstruction and the required height of the rotor in order to avoid any disturbance influence (6).

The definition of a really flat landscape, i.e. disturbances by the surrounding orography is negligible, is given by (6):

- a) The difference in elevation between the WEC site and the surrounding terrain is not larger than 60 m anywhere in a 11.5 km diameter circle around the WEC.

- b) The ratio between largest elevation difference and horizontal distance of these points must be smaller than 0.032 anywhere within 4.0 km upstream and 0.8 km downstream of WEC location (Fig. 9).
- c) The height of the rotor disc above the lowest point of a 4.0 km long terrain strip upstream of the WEC is at least three times the largest difference in elevation between the highest and lowest point along this terrain strip (Fig. 9).

Positive effects on wind velocity can be achieved by special hill shapes. The stream of air moves faster near the summit of a hill or ridge, which results from compression of streamlines. Unfortunately, no precise formula exists which relates the wind speed at a certain height over the summit of a hill of a given altitude and shape to the undisturbed wind speed at a distance upwind from the hill. The potential flow theory is not very satisfactory because there normally exist a lot of irregularities in the slope of the hill, the turbulence and in the smallscale roughness variations, etc.

With the aid of today's large wind tunnels, MERONEY (7) simulated the flow over two-dimensional ridges. The wind speeds utilized produced wind profiles with a power law coefficient "a" of 0.14 and properties of a high Reynolds number atmospheric shear layer. Some of the test results are shown in Fig. 10, proving that there exists a best ridge configuration which produces high over speed above the top of the ridge.

The consensus of experience with wind site evaluation over low to medium height ridges or hills would suggest the following:

1. Ridges should be perpendicular the principal wind direction.
2. Hill tops should not be too flat, slopes should extend all the way to the summit.
3. A hill on the coast as opposed to an inland hill surrounded by other hills is more likely to provide high wind.
4. Speed up is greater over a ridge of given slope than over a conical hill of the same slope.

5. Speed-up over a steep hill decreases rapidly with height.
6. The optimum hill slope is between 1:4 and 1:3.
7. Hills with slopes greater than 1:3 should probably be avoided.
8. Vertical wind speed above a summit does not increase as much with height above ground as over level terrain.

II. Aerodynamics of wind turbines

Moving air contains kinetic energy which can be transformed to mechanical power by appropriate technical devices. Sailing boats used for centuries are such devices which use the kinetic energy of the wind. Windmills, also known since centuries convert the kinetic energy into the rotational energy of the rotor, which than can be used as a mechanical drive for processing machines. The most common principle of wind energy conversion is the free flow turbine with horizontal or vertical axis.

Depending on the degree of energy extracted the rotor represents a certain obstacle for the airstream like a wire screen of different density. By the use of the momentum and energy balance the energy extraction can be calculated independent on the specific turbine used for. An air mass moving at the speed v contains the kinetic energy

$$E_K = \frac{1}{2} m v^2$$

or in the case of a partial extraction of energy the power is defined as

$$P_{12} = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2)$$

with the undisturbed wind velocity v_1 far in front of the rotor and v_2 far behind the rotor. For a total extraction of energy the velocity v_2 has to be zero, however the mass flow through the rotor will be reduced to zero in this case and no further air can enter the rotor. From this it is easy to be seen that there must exist an optimum ratio of the velocities v_2/v_1 where the extracted power will be opti-

imum. This relation turns out to be best for $v_2/v_1 = 1/3$. The optimum performance coefficient c_p which is the ratio between the extracted power and the kinetic power of the undisturbed air stream tube with a diameter of the rotor. Following the classical result of Betz, the ideal value for c_p is

$$c_p = 0,593 \text{ at } v_2/v_1 = 1/3$$

More than 40% of the energy content of the stream is used for the air transport through the rotor and cannot be extracted by the turbine. Really achievable values of the performance factor c_p lie in the range of $c_p = 0,48$ to $0,45$ if turbines of high aerodynamic performances are used. To get this performances, aerodynamically shaped profiles, as they are used in airplanes, are applied. The profiles produce a lift force which can be more than 100 times higher than the drag forces produced by the shape and the surface friction. Therefore lift producing rotor blades are preferred, whereas drag using devices under the best assumptions reach much lower performance coefficients $c_p = 0,19$.

Per definition the performance coefficient is related to the rotor disk area. It is possible to reach much higher coefficients with additional facilities which concentrate the air flow in front of the turbine and by this increase the mass flow through the turbine. With shrouded turbines (Fig.11) for example values of c_p up to 2 may be feasible. As Fig.11 shows the duct around the turbine has two effects in comparison with the free-flow turbine. Firstly the already mentioned flow concentration in front of the turbine and secondly an expansion behind the turbine. Those effects contribute to an increase of the mass flow through the turbine and a decrease of the stream velocity downstream.

Despite these advantages up to date no such devices have been successfully realized or have been able to transcend the experimental stage. A primary reason is to be seen in the higher complexity and expense

in comparison to the much simpler free-flow turbine thereby compensating the gain in efficiency.

Disregard devices based on drag driven rotors, which are only of importance in selected applications, most modern wind turbines are based on lift using principles with horizontal or vertical axis. The design of the rotor blades follows well known aerodynamic aspects and only minor differences in the result exist, typically concerning the assumptions about blade tip losses or the optimum blade shape due to individual approaches of the aerodynamic engineering.

Fig. 12 shows the principle behaviour of the performance coefficient c_p under variation of the blade number z , the lift-drag ratio E and the "tip-speed ratio" λ . The parameter λ defines the ratio of the blade tip speed to the original momentary speed of the undisturbed air. From the diagram in Fig. 12 can be seen, that good values of the performance coefficient may be obtained also with multibladed rotors and a bad lift-drag ratio, however, at the expense of a rather low value of λ (the optimum in the case $E = 10$ lies at $\lambda = 2$). Converters of this type are known as american western mills with 20 and more blades for one rotor. The blades are made of simply bent steel plates which are curved according to the respective circumferential speed. If one considers the generated torque (Fig. 13), the slowly running mills produce a high starting torque which favours them as piston pump drives. The simple and low cost manufacturing methods for the blades, however, cannot be extrapolated to larger blade lengths. The upper limit of rotor diameter with such blades apparently seems to be about 12 m. Because of the dense arrangement of blades on the rotor area, the forces on the rotor may become rather high in the case of heavy gusts and too long flat curved blades might collapse. Because the low cycling frequency of the western mill (for example a 10 m rotor at 10 m/s wind speed results in 38 1/min whereas a fast turning rotor of the same size gives a frequency of 135 1/min) as a generator drive is rather unusual due to the high transmission rate. The most important advantage of this windmill lies in the high starting torque at low

wind speeds so that the converter may be used for water pumping already at wind speeds of 2-3 m/s. From the diagram in Fig. 12 it may also be seen that for slow running converters with unfavourable blades the number of blades is an important parameter. In this case the multibladed rotor shows a performance coefficient which is about 70% higher than for the two bladed one. At high λ and at lift drag ratios above $E = 100$ there is only a small influence from the number of blades. At $\lambda = 10$ multibladed rotors would only produce 10% more power output than the two bladed rotors. High lift-drag ratios are only achievable with high performance aerodynamic profiles. The manufacturing process of these blades, however, is rather expensive compared to the multibladed rotor made from simple bent steel plates, which does not reward the 10% performance advantage. Therefore fast running converters are built with only a few blades of very good aerodynamic quality.

As the torque diagram (Fig. 13) shows, the high speed rotors create only a rather weak starting torque, which excludes their application for processing machines with a high necessary starting torque (e.g. reciprocating pumps).

The starting driving torque may be improved by blade pitch control, whereby torque coefficients similar to the multibladed rotor may be reached despite the relatively low rotational speed (Fig. 14)(10). The effort of a blade pitch control, however, is not usual in the case of water pumping wind mills and only pays for in the case of electricity generating wind converters.

III. Classification of WECs

Two principal classes of turbines may be distinguished. The first one using the drag created by surfaces exposed to the wind and the second one using aerodynamic lift forces. Turbines like the first one of the drag using WECs in table 1 are known since some thousand years and were used for grinding grain. Later in the middle ages

the dutch windmill for water pumping and grinding came into use as the first lift using turbine.

Any turbine design based on drag forces, does not allow a ratio of circumferential speed to the free flow velocity above one. This tip speed ratio λ describes the rotor speed related to the air velocity and is smaller one for drag using turbines and higher one for lift using turbines. Therefore a classification based on the tip speed ratio may be settled like below.

$0,8 \leq \lambda \leq 2$	low speed rotors (drag or multibladed rotor)
$2 \leq \lambda \leq 4$	medium speed rotors (dutch windmill)
$4 < \lambda$	high speed rotors (blade number > 4)

Another classification of wind energy converters is given by the arrangement of the rotor shaft, horizontally or vertically oriented. Drag rotors generally are designed with a vertical shaft to avoid wind direction dependences. Lift using rotors exist with both design principles. The horizontal axis of the rotor is up to now the most common type. Darrieus designed in the twenties a vertical axis rotor which uses lift forces of an aerodynamically shaped blade profile. The minimum rotor speed, necessary for a positive resulting torque of the Darrieus rotor lies at a tip-speed ratio of about two to three. Therefore this rotor needs an external auxiliary starting equipment to accelerate the rotor to this threshold. In comparison to the egg beater called Darrieus rotor the H-shaped configuration allows blade pitch movements for power output control. In some cases cyclical blade pitch control similar to the Voith/Schneider ship propellers are used (gyromill) to increase the performance coefficient c_p . Different to the eggbeater with fixed pitch a gyromill needs a wind direction follow-up device for the cyclic pitch control which complicates the mechanical design.

Rotors of the H-shaped type, however, loose the advantage of the classic Darrieus rotor with the troposcine shaped blades which are without

bending moments at the root connection caused by centrifugal forces. The vertical axis rotor shows the advantage of the absence of gravity induced blade forces which may cause severe fatigue forces in the blades of horizontal axis rotors. Compared to the blade profile shape of horizontal types the vertical rotors have symmetric cross sections of the blade, no twist and constant chord length which leads to simple production processes like extrusion. All machinery parts are located near the ground which leads to easy access and simple construction principles. Slightly lower power ratios have been gained with known Darrieus converters compared to horizontal axis rotors. On the other hand the lower end of the vertical axis rotors normally is near by to the ground causing a relatively small ground distance of the center of the rotor which therefore run in the near ground boundary layer with its increased turbulence and slower wind speeds.

The Darrieus type with fixed pitch is controlled in power and rotor speed by spoilers connected at the periphery of the bent blades which may be acting passively through centrifugal forces or actively by a control device. The cyclically varying aerodynamic forces on the blades include a strongly oscillating torque with an amplitude decreasing with increasing number of blades.

Besides the well known multibladed western type windmill, today's horizontal axis rotors have three or less rotor blades and drive fast rotating electric generators. Rotors with few blades request rather skilled aerodynamic profiles which turned out to be expensive because the profiles are not symmetrical, the blades are tapered and twisted corresponding to the varying circumferential speed along the blade.

Power output and frequency of horizontal axis wind converters generally may be controlled by two different methods. Blade pitch control leads to a variation of the angle of attack and by this to a control of the produced lift forces along the blade. The change of the blade angle towards feathering position reduces the power input of the rotor and decreases the thrust acting on the whole WEC. This type is principally suitable for grid and decentral isolated operation because power and rotor speed can be controlled.

The stall control is based on the effect that at higher angles of attack the aerodynamic flow around the blade profile changes from laminar to turbulent condition combined with a drastically increasing drag force at the expense of a much smaller lift coefficient which results to a limitation or decrease of the extracted power from the wind. It is necessary that the frequency is limited by other measures, for instance by a dominating grid frequency or by switchable dump loads. Otherwise at increasing wind speed the stall effect cannot guarantee the wanted power output limitation or does not occur. Stall controlled rotors therefore are preferred for grid coupled operations where the grid provides the necessary frequency command. In case of a grid shut down, the rotor is brought to stand still with brakes and protected against overspeed by aerodynamic spoilers.

Most stall controlled wind energy converters show a rather high rated specific generator power (ratio of rated power to rotor disk area) which is achieved only at higher wind speeds in the range of 12-14 m/s. The higher generator rating serves as a part of the control mechanism and limits the real time of control to time periods below 10% of the operation time.

The both fundamental principles of power control in wind converters may be explained with the diagram in Fig. 15, where the operation cycle of a wind converter at constant frequency is drawn. In any case of control, the rotor accelerates up to the rated frequency where the generator is switched to the grid. From this time on, the tip-speed ratio decreases with rising wind speed until the nominal rated generator output is reached.

If the uncontrolled rotor shall have the same power spectrum as the blade pitch controlled rotor, the blade must be aerodynamically identical. For the example in Fig. 15 the rotor with the fixed blade pitch has to absorb the offered power at $\lambda = 7$, just where one has to expect stall condition leading to a reduced power output of the rotor. Any blade pitch controlled rotor may have its rated operation point

earlier, for example at a break even value where any further increase of the generator rating produces higher cost than may be paid off by the higher energy output balance over the lifetime of the converter. Taking the drawn nominal operation point corresponding to a real design case, the stall controlled converter would demand a generator with a about 80% higher rated output.

The given example would run into a total stall along the blade at $\lambda = 7$, if there would be kept a blade angle of $\beta = -2^\circ$. The total stall might lead to a shut down of the rotor by the sudden strong increase of the drag force, a rather unpleasant operational event. The stall controlled rotor therefore needs blades with a somewhat modified twist, to avoid stall occuring along the whole blade at the same time.

With increasing rotor diameter stall control is substituted by active blade pitch control mechanisms, where the structural loads become smaller and critical resonances originating from turbulence during stall are not existing under operational conditions. Therefore blade pitch controlled converters can be found in all classes of rotor diameters whereas above 20 m diameter stall control is given up.

A further classification criterion is the position of the rotor to the tower relative to the wind direction. In case of a down-wind rotor, the tower wake creates a flapping noise combined with a load shock when the blade is passing the tower shadow. The up-wind rotor is much less effected by the tower and doesn't show the flapping noise.

Horizontal axis rotors have to be aligned to the wind direction with active or passive systems. Small down wind rotors may be selfaligning by the wind pressure forces on the rotor. If the rotor is upwind of the tower a simple fan tail mechanism is sufficient for the alignment. For larger rotors (> 10 m diameter) active systems are better which move the nacelle by an azimuth gear (powered by an electric motor or a wind driven fan tail acting at transmission ratios of 2000 - 3000). Table 1 shows some of the most important types of WECs.

IV. Type of Rotor Hub

From helicopters different types of rotor hub systems are known. Basically, all of those possibilities can also be applied to wind turbines. The hinges in a hub shall have the effect to reduce or avoid loads in the rotor blades or their further distribution on the whole WEC.

In general, each joint means a significant cost increase of the hub. Especially the bearings can have problems because normally they are moved in small and equal angles which consequently leads to an early damage of the ball races. Therefore, hinged hubs are used only with three or less rotor blades.

Due to their dynamic behaviour, three-bladed rotors will be provided with a rigid hub. The mass distributions of these rotors do not produce cyclically unbalanced forces. All blade bending moments and centrifugal forces and moments must be supported by the hub. When a two-bladed rotor is used, the occurring cycling forces disturb the rotation smoothness caused by the rotating inertia moments which are related to the nacelle pitch and azimuth axis. In this case, a teetering hub (Fig. 16) changes the behaviour of the two-bladed rotor into a three-bladed one. In both positions, whether rotor blades are vertical or horizontal, the inertia moments for movements around the azimuth axis of the nacelle are nearly identical due to the hinge that does not transmit inertia moments of the blades aligned along the hinge axis. The resulting bending moments at the blade roots are somewhat reduced only in cases of excentric acting forces due to the rotor freely moving around the hinge axis. An aerodynamic damping of the teetering hub and a limitation of the movement can be achieved by coupling the blade pitch to the swivelling rotor.

In addition to the advantages of the teetering hub, coning hinges (Fig.16) show the total lack of bending moments in the blade root due to the rotor blade thrust. Only the bending loads in drag direction and centrifugal normal forces have to be taken over by the flange and the hub. In operation, the rotor blade loads are essentially reduced. On the other

hand, some disadvantages must be taken into account. The independent movement of the blades leads to a relatively large displacement of the rotor center of gravity related to the rotational axis. This is producing cycling forces. During start-up, the hinges must be fixed until the centrifugal forces become strong enough to balance the gravity influence. The disadvantages can be avoided by using collective coning blades, but in this case the blade roots are no longer free of bending moments. Compared to the teetering hub, the advantage of collective coning blades only lies in their possibility of reducing the bending moments by coning.

The most sophisticated solution is the hub with cone and drag hinges (Fig. 16); but there are great difficulties to achieve a dynamically stable WEC system. In a two-bladed rotor any anticycling drag movements produce displacements of the mass center of the rotor. In connection with the elasticity of the tower, this cyclic movement of the mass center leads to instability. Only in the case of the one-bladed rotor, a drag hinge worked out as a elastic bearing seems to be possible without dynamic problems.

The one-bladed GROWIAN II has a teetering hub with the effect of a coning one, however, without the disadvantages of the collective or independent coning blades. No hinge blocking is necessary during start-up and the bending moments due to thrust loads are avoided. The problems of this solution result from the lack of the second blade because the rotor is now aerodynamically unbalanced, i.e., the torque producing tangential forces are not balanced and are affecting the nacelle because of a rotating radial force at the hub.

V. Matching the Characteristics of Wind Turbine and Machine

The rotor speed is a determining parameter for the WEC economy. It depends on the characteristic of the driven processing machine and, since the processing machine characteristic normally differs from the wind

turbine characteristic, it also depends on the velocity frequency distribution of the site. With increasing differences between the two characteristics, the effect of the velocity frequency curve grows.

Fig. 17 shows the curve of optimal WEC turbine efficiency as the connection line of the maxima of the wind velocity curves. A DC or variably driven AC generator match the optimum turbine efficiency curve quite well if the transmission ratio between turbine and generator is well chosen. On the opposite, the constant speed AC generator or the piston pumps have very different characteristics with large differences to the turbine curve. In these cases the characteristics must be placed by transmission ratio variations in such a way that the most annual energy can be extracted under the given wind velocity frequency distribution.

A variable ratio gear would provide for a better fit but the possible additional energy gain compared with the cost of the more complicated system shows no real profit. Under ideal conditions, the gain in energy extraction is normally less than 6-8 % of the annual energy portion.

VI. Basic Load Cases

The calculation of the occurring loads during operation and life time of the WEC is based on load assumptions which are sometimes difficult to determine due to the general lack of experimental data and WEC operational behaviours.

The load calculations may be based on the following load assumptions:

- | | | | |
|-----|----------------------------|------|-------------------------|
| I | Normal operation | V | Standstill cases |
| II | Blade angle errors in gust | VI | Extreme gust conditions |
| III | Over speed | VII | Icing of the blades |
| IV | Emergency stop | VIII | Loss of one blade |

During normal operation the main loads are fatigue loads due to the rotation in the gravitational field. Load cases II are calculated for

different wind velocities. It is assumed that at a rated wind velocity of for example 10 m/s and rated power output the wind increases by a factor of two within two seconds. At the same time the blade pitch control fails and the pitch angle remains at a position for rated conditions. Fig. 18 shows the resultant forces at the blade flange (points II) in relation to the rated condition (point I). At high wind speeds a shut down of the WEC may be necessary to reduce the wind loads on the system. If this cut-off wind speed is for example 20 m/s a gust up to 32 m/s has to be expected and may be considered again under the assumption of constant blade pitch for rated power at 20 m/s.

Emergency shut-downs are to be calculated from overspeed condition under different wind velocities as well as from operational conditions. It turned out that emergency shut-downs are producing critical loads due to the deceleration forces on the blades and the fast turning of the blades to feathering position. Load case V describes the loads on the WEC when it is parked in the worst position to the wind with fixed rotor. In that maintenance case a gust of 42 m/s is assumed according to the DIN standards for cranes and buildings which leads to maximum torque of the blade. The blade position is perpendicular the wind and produces a drag coefficient $c_w = 2.0$.

The extreme gust of 60 m/s is expected to meet the WEC in normal shut-down configuration that means with blades in feathering position and turnable rotor with an angle of attack which creates maximum bending at one rotor blade (load case VI). The largest forces for the nacelle and tower structure occur if one rotor blade breaks off. That case shall not lead to a further damage of the principal WEC structure.

VII. Specific Rated Power and Rotor Speed Determination

A WEC must be fitted in its design to the special wind conditions of the operation site considered. For the determination of the specific rated power (Rated power/Rotor disk area) the wind velocity frequency

curve and the dependence between power out-put and wind velocity of the WEC must be known. A storage facility connected to the WEC will influence the choice of the optimum specific rated power.

The optimum specific rated power is defined to be a WEC power installation producing minimum energy cost .

Fig. 19 shows three velocity frequency curves for wind sites of 3.1 m/s, 4.6 m/s and 7.4 m/s annual mean wind. For each velocity interval the produceable brutto annual energy can be calculated which leads to the energy quantity distribution shown in Fig. 20. When ignoring the load dependent WEC efficiencies it is possible to compute the produceable brutto energy for different rated wind speeds, i.e., all wind velocities above rated ones will produce only rated power. Based on the annual mean of 4.6 m/s, Fig. 21 shows the generated brutto energies for different rated velocities which can be extracted with partial and rated loads. The energy share produced by rated power indicates a maximum at 8 m/s in the case mentioned. Due to the annual mean wind velocities the peak will be shifted to higher or lower wind speeds.

With the assumption of specific power-dependent cost developments of the WECs (Fig. 22) a rated power can be calculated which will produce the most inexpensive kilowatt hour electrical energy. The curves of Fig. 23 show distinct cost minimum for the three annual means of wind speed mentioned at specific rated power installations which increase in direction of higher wind speeds.

This tendency in cost development also is pointed out in Fig. 24 where curves of the availability of the rated power are added. From this graph the additional cost percentage can be taken for rated power installations producing for instance, higher availability of rated power operation. As shown in an example, the energy cost optimum at a 6 m/s site can be achieved with a 120 W/m^2 WEC and an availability of rated power of 21% per year. In order to increase at the same site the availability of rated power output to 30%, a WEC must have 80 W/m^2 at additional 7% cost per energy unit.

Fig. 24 is based on three different velocity frequency distribution curves which can differ in other equivalent wind velocity sites. The graph depends also on the height above ground level (in this case 10 m), but it shows the general trend and can support engineers in their work to find out the best specific power installation of their WECs. For heights more than 10 m up to about 30 m the wind velocity can be calculated by using the well known power law which describes the boundary layer.

$$v_H = v_{10} \cdot \left(\frac{H}{10} \right)^a$$

With the wind speed v_H in H (m) height, v_{10} the measured wind speed at 10 m above ground level and "a" as the boundary layer describing exponent.

When comparing the results of Fig. 24 and Fig. 21, there is obvious correspondence between the location of the peak of the rated power energy share and the rated wind speed resulting (8 m/s can generate under real conditions 120 W/m^2). The energy portions which can be fast and easily computed from the velocity frequency curve for partial and rated load WEC operation give a good result when locating the rated wind speed at the maximum of the rated power curve.

VIII. Principal Application Problems

During the last years the utilization of wind energy for electrical power production has become more and more interesting, not only for less industrialized countries, but also for countries of a good energy infrastructure. Regarding power economy however, wind energy does not seem to be acceptable because of its fluctuations. It therefore becomes necessary to smooth out the power output variations as much as economically possible.

The user of a small WEC, for instance, on a farm can normally regulate most of his demand in dependence on the wind energy supply. In a large electrical distribution system the electricity company has no influence on the consumers power demand and in addition it must guarantee power supply at any time.

In contrast to the energy carrier water, wind cannot be stored, i.e. the wind energy amount has to be immediately transformed to secondary energy forms like electricity. If wind energy is fed into a strong network and its power fraction is not too large with respect to the conventional power plants, the fluctuation of the incoming wind power will not lead to severe net stability problems.

For smoothing the power output fluctuations, several WECs could be located at different sites connected to the same network. This superficial distribution entails a superposition of the local power fluctuations, i.e. a lower probability of non-power output times as well as smaller power variations.

Adding an energy storage facility to a WEC, e.g., a hydro power pump station, a battery or compressed air storage or the like, will lead to the same effect in the power duration curve, but with the additional advantage of feeding energy into the network whenever it is desired and provided that the storage is not empty. With such a calculable availability, wind power will get a higher value for the electricity company.

One of the basic questions of the designer of a WEC concerns the amount of the specific power installation. Normally, two tendencies can be stated: The one is to install as much power as possible in order to receive a high amount of annual energy; the other is to install low specific power to produce small power fluctuations and by this a higher availability. In the first case, the prediction of the power output is very difficult because the machine seldom runs at rated power output, effected by the low frequencies of the necessary high wind speeds. In the other case rated power will be achieved during long periods but the annual energy amount will not be as high as in the first case.

If the capital cost of WECs and storage facilities have a known dependence on their specific power installation or, on their storage capacity respectively, the capital cost for the WEC-storage-system can be minimized for a given site, dependent on the wind velocity frequency distribution. The following four chapters deal with special application systems and solutions in case of producing electrical energy.

IX. WEC Arrays

A wind energy system supporting a large electricity network of, for instance, 5 p.c. of the total energy amount will consist of some hundred WECs, as it can be seen now in California, USA.

Even if they are concentrated in WEC farms, the WECs cannot be erected at one site. Since the wind condition at the different sites will not be influenced by equal local weather conditions, the mean power fluctuations of the single sites must be smaller. The larger the distances, the better the result; this applies especially if the sites are in line with the movement direction of the low pressure areas.

An illustrative way of presenting the power output is offered by the power duration curve. Fig. 25 shows a comparison between the duration curves of two WEC compounds and a single WEC site, all having the same mean wind conditions and the same mean gravity distances. The illustration shows the large influence of the distance between the WECs, whereas there is no important difference between the curves of 3 and 18 sites. This means that most of the gain in smaller fluctuation is caused by the large distance and less by the number of sites. The gain in smaller fluctuation can be denoted by the mathematical expression of the standard deviation σ of the power differences from a given value. The smaller this value σ , the better the energy output of WECs meet the power demand. To show which better power supply guarantee can be achieved, the divergence σ of a WEC compound can be compared to that of a WEC storage system.

In Fig. 26, the result of a comparison calculation between WEC compound and WEC storage system is pointed out. It is surprising to notice that already a compound of five WEC groups sited for example all over Germany (denoted by the large gravity distance of 240 km) leads to the optimum possible decrease of power output fluctuation. In this case, the WEC compound can be compared to a storage capacity of a 24-hour mean power of similar effect in power fluctuation (Fig. 26).

X. WEC Storage System

In connection with a storage facility the power output of a WEC can be stored if the momentary demand is smaller and the storage is not full, and energy can be drawn from the storage if WEC power output is smaller than the power demand and the storage is not empty. This results in a better use of the wind power supply; however, if it has to be economical, the cost of the storage facility must be minimized, i.e. the storage capacity for a certain use must be as small as possible. For calculation, all energy surplus related to annual mean WEC output is transferred to the storage and if WEC-power is less than average, deficit is drawn from the storage.

Fig. 27 shows the computer results for different storage capacities at a site of an annual mean wind velocity of 6,8 m/s and a WEC specific power installation of 60 W/m^2 . In this case, no storage losses are taken into account to point the undisturbed effect of a storage facility. The curve denoted "zero hours" is the power duration curve of the WEC alone. The numbers at the other curves are describing the limited storable energy in hours of the mean annual power output. If the demand is equal to a WEC mean power output, the supply is guaranteed in 50 p.c. of the year provided that the WEC is working without storage. In case a 24-hour storage is connected this supply guarantee can be increased to 76 p.c. . Doubling the storage leads to 83 p.c. and in case of an infinite storage capacity only 92 p.c. energy supply security can be

achieved, this is caused by the empty storage at the beginning of the considered time period of one year.

The second step was to simulate a real storage with all its losses and operational conditions. Fig. 28 shows the resulting power duration curves for a WEC connected to a hydro pump storage station with a maximum overall storage cycle efficiency of 0.64. It does not seem to be cost effective to build a larger storage than a 24-hour one with respect to the possible improvement in supply security. Due to the losses, this security will then be about 11 p.c. smaller than in the ideal case.

The value of the electric energy produced by wind power can be increased if it is possible to provide a power forecast and guarantee this for at least three hours. Any river power station has a power duration curve very similar to that of a WEC (Fig. 29). Normally, the power produced by a river station can be guaranteed up to 24 hours. If this is also achieved by a wind power plant, there will be a better chance for wind energy utilization.

For such a computer simulation, the 12-hour wind forecasts of the German North Sea coast together with the actually measured hourly wind velocities of the same year have been used. The WEC storage data are equal to those mentioned above. Based on the wind forecast, a 12-hour power forecast was calculated, also depending on the storage rate of feeding. Additionally, it was required never to fall below 10 p.c. of the rated power output. Up to nine different conditions were checked before the new 12-hour forecast of wind power output could be calculated. With 100 p.c. reliability, the forecast could be fulfilled at any time and only in 0.6 p.c. of all hours, the 10 p.c. power minimum could not be delivered (Fig. 29). This calculation proves that a WEC storage system could be operated with a resulting power duration curve similar to that of a river power station. This means that wind energy must not act as a fuel saver alone, but could be employed as an actual power installation.

XI. Cost Optimization of a WEC Storage Plant

If a utility company needs a WEC storage plant of let us suppose 100 kW mean power output, this can be erected in several manners. At a known site (mean annual wind speed in this case 4.9 m/s), the mean power could be achieved by one WEC of high specific power installation (all considered WECs should have the same rotor diameter) or by a large number of WECs having low specific power output. For a certain power supply, a large storage capacity will be necessary in the first case, due to the high power installation (Fig. 30).

A 50 W/m^2 WEC, for instance, will need a storage capacity of 20 hours to achieve 6000 hours of supply security. More than twice the storage capacity is necessary to receive the same supply security by means of a 100 W/m^2 WEC.

It can be easily shown that for the 100 kW mean power output 24 30 kW WECs (300 W/m^2) or 64 3 kW WECs (30 W/m^2) are necessary. If the WEC and storage cost dependences based on storage capacity or on specific power installation respectively are known, a cost minimum can then be calculated. In Fig. 31 this cost curves are shown for the case considered. On the left side of this figure, the result of the cost optimization calculation proves that normally exists an evident minimum, in this case 55 W/m^2 .

This means that it will be less expensive to buy 45 5.5 kW WECs and a storage of 22 hours than any other possible equipment.

XII. Measure to Increase the Power Availability of a WEC

As it is shown in Fig. 24 the optimum rated power strongly depends on the wind velocity of the site. A wind energy converter designed for minimum energy cost provides rated power at a site of 4 m/s wind speed about 10% of the year, at a site of 7 m/s average about 26% of the operation time. That means that specially at sites of low and medium

wind speeds a large power fluctuation has to be expected.

Therefore a general design aim may be to develop a WEC with the capability of a high energy production (comparable low energy cost) and a cut-in velocity at already low wind speeds to get a high yearly availability of at least a small fraction of rated power. In addition such a WEC would match quite well local wind conditions between low and high yearly wind velocity averages.

Fig. 32 shows an example where to place the rotor speed in relation to the generator characteristic to get out maximum energy output per year at a given site. To achieve this the generator characteristic in Fig. 32 is located at 50 rpm, but looking at the low wind properties cut-in will be possible only at about 5 m/s. The power duration curve for a 4.5 m/s site in Fig. 33 shows that this WEC would operate only 50% of the year at that site. In case of using an other rotor speed, represented by the generator characteristic located at 33 rpm cut-in would be possible at 3.2 m/s which leads to a prolongation in operation up to nearly 80% of the year (Fig. 33). Combined with this effect a surplus of about 20% in energy can be expected which already pays back the additional cost of the installation of a second generator for improving the low wind properties.

This design philosophy has been used in the design of the DEBRA-25, a wind energy converter of 100 kW rated power output and 25 m rotor diameter made by the German Aerospace Research Establishment (DFVLR) (Fig. 34).

The test results of that WEC, taken at the DFVLR test center for WECs at Schnittlingen (near Stuttgart) show the good low wind properties of the DEBRA-25 which are even better than expected (Fig. 35).

Comparing Fig. 33 with Fig. 25 shows that using such a arrangement results in something like a storage effect but at lower cost. The effect is obvious at low wind speed sites and decreases with increasing average wind speeds. Therefore such an arrangement pays back the additional investment cost only at wind speed sites up to about 6 m/s in case energy unit cost is the only measure.

In Fig. 36 the calculated power duration curve of the DEBRA-25 is shown, operated with two rotor speeds and with only the high rotor speed respectively. The used wind speed distribution is a measured one of one month (February in Sudan) with an average of 4.6 m/s which is representative for a lot of similar cases. The striped part would be the energie production and operation time (43% of the month) for a DEBRA-25 with 50 rpm rotor speed only. With the two rotor speed operation of the DEBRA-25 (33,3 rpm and 50 rpm) the shadowed area of energy could be extracted additionally from the wind combined with an operation time of 71% of the month considered.

The power histograms in Fig. 37 and 38, based on the above mentioned wind period, demonstrate the advantage of the two speed operation of the rotor at low power outputs (up to 10 kW). As the more dense shadowed area in Fig. 38 shows the probability of meeting the 10 kW basic load is 18% higher than in the one speed operation of Fig. 37. Each peak of the curve stands for the diurnal noon wind speed peak. Four days in Fig. 37 are without any energy production whereas in Fig. 38 all days of the month have at least some energy production.

Literature

- (1) Sørensen, B. Renewable Energy, Academic Press, London, 1979
- (2) Stodhart, A.H. Wind Data for Wind Driven Plant. Wind Energy Conversion Systems, Workshop proceedings NSF/NASA, Washington D.C. June 11-13, 1973
- (3) Caspar, W. Auswertung der Windunterlagen für die Windkraftnutzung im Bundesgebiet. Mitteilungen der Studiengesellschaft Windkraft e.V., Nr. 4, Januar 1955
- (4) Caspar, W. Unterlagen über die Verteilung der Windgeschwindigkeit in Deutschland für Fragen der Windkraftnutzung. Studiengesellschaft Windkraft e.V., Nr. 3, Stuttgart, 1. April 1954
- (5) Davenport In: Harris, R.I. The Nature of the Wind Electrical Research Association, Paper 3
- (6) Molly, J.P. Windenergie in Theorie und Praxis. C.F. Müller Verlag, Karlsruhe, Dezember 1978
- (7) Frost, W.
Nowak, D.K. Sample Chapter on Handbook for WTG Siting Relative to Small-Scale Terrain Features for Users' Review and Comments. FWG Associates, Inc., Tullahoma, Tennessee, 12. April 1977
- (8) Meroney, R.N.
Sandborn, K.A.
Bouwmeester, R.
Rider, M. Wind Tunnel Simulation of the Influence of Two Dimensional Ridges on Wind Speed and Turbulence. International Symposium on Wind Energy Systems, Cambridge, U.K., Sept. 7-9, 1976
- (9) Hütter, U. Windkraftmaschinen, Hütter Band IIa, 28. Auflage S. 1037, Berlin 1954
- (10) Weber, W. Die optimale Auslegung rotierender Flügel für horizontale Windenergiekonverter. Zeitschrift für Flugwissenschaften, 23. Jahrgang, Heft 12, Dezember 1975
- (11) Rohrbach, C.
Worobel, R. Performance Characteristics of Aerodynamically Optimum Turbines for Wind Energy Generators. 31st Annual National Forum of the American Helicopter Society, Preprint No S-996, May 1975

- (12) Hald, H.
Kensche, Ch.
Molly, J.P. The DFVLR-25 m Wind Energy Converter. European
Wind Energy Conference, Hamburg, October 22-26, 1984

- (13) Molly, J.P. Auslegung und erste Betriebsergebnisse der DFVLR-
25 m-Windkraftanlage. Zeitschrift für Flugwissen-
schaften und Weltraumforschung 8 (1984), Heft 6

- (14) Molly, J.P. Balancing Power Supply From Wind Energy Converting
Systems. Int. Symp. on Wind Energy Systems, Cam-
bridge, Sept. 7 - 9, 1976.

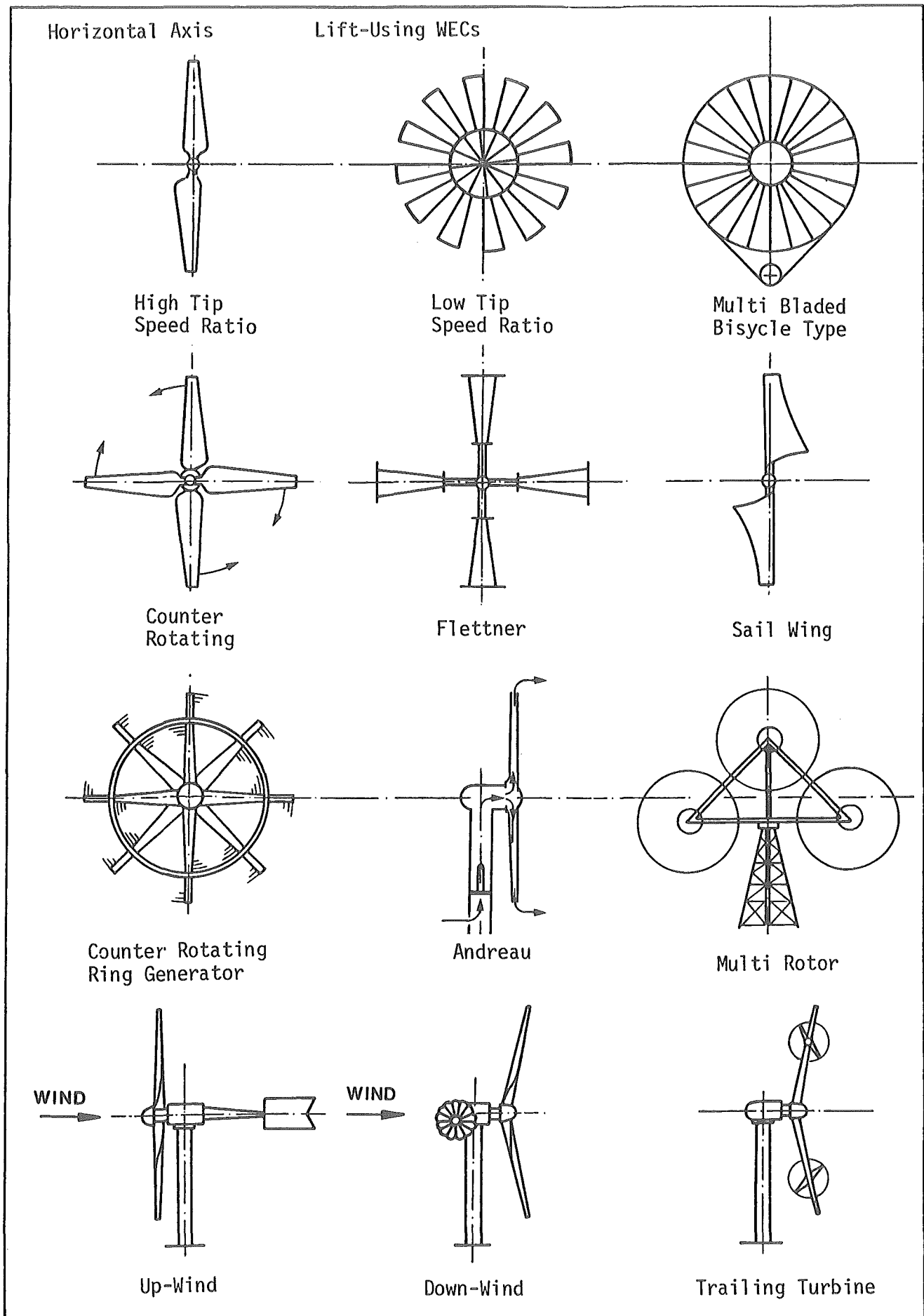
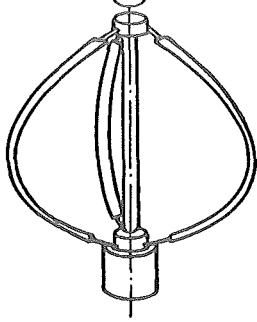
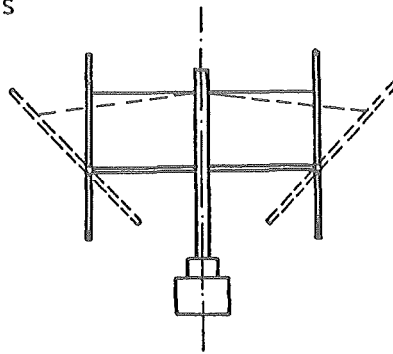


Table: Types of wind energy converters

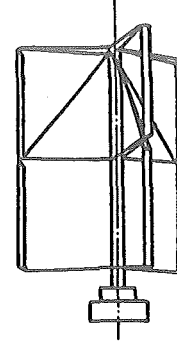
Vertical Axis, Lift-Using WECs



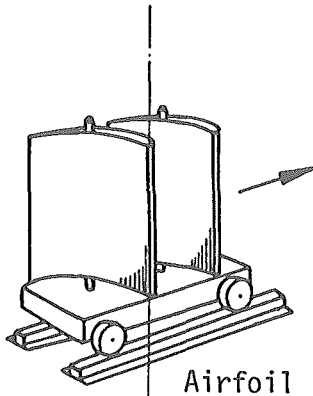
Darrieus



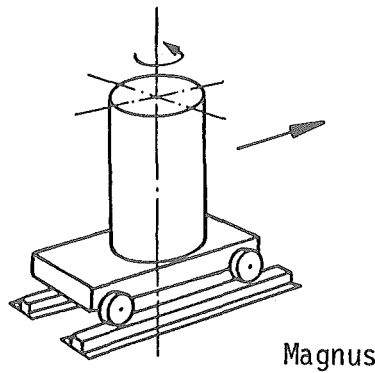
H-Darrieus



Giromill

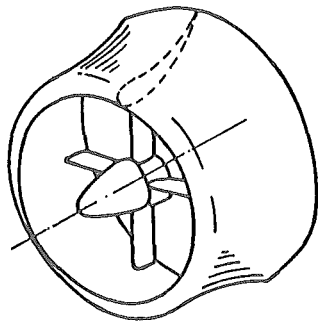


Airfoil

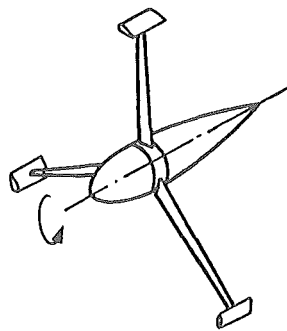


Magnus

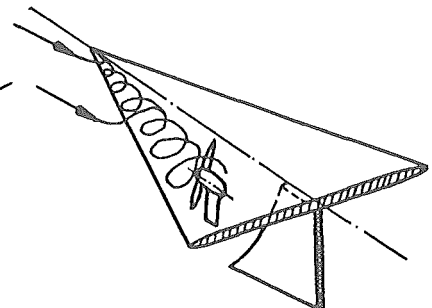
Concentrating WECs



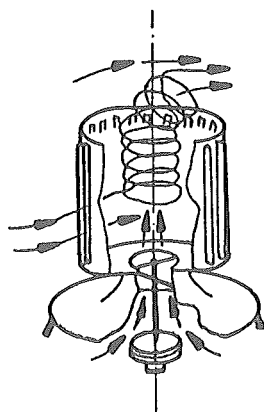
Shrouded



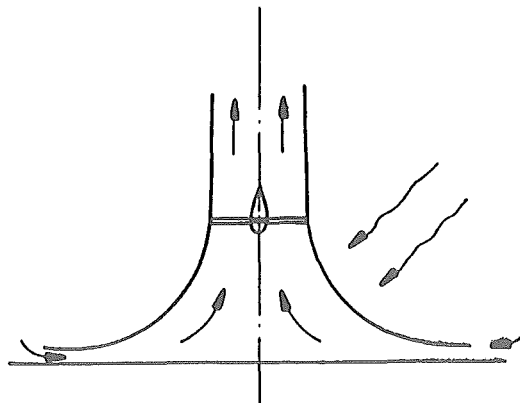
Tip Vanes



Unconfined Vortex



Tornado Type



Thermic Tower

Table: Types of wind energy converters

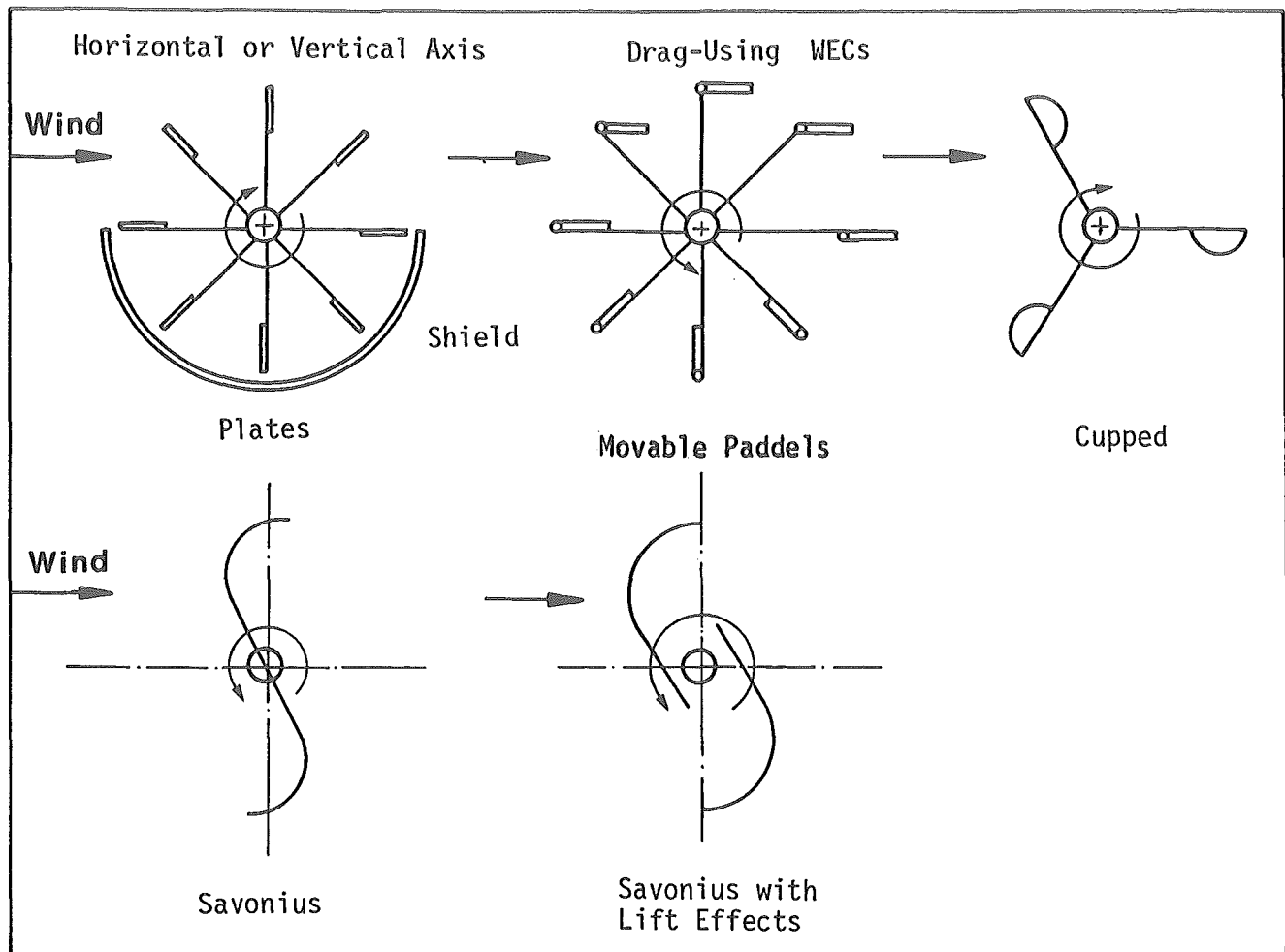


Table: Types of wind energy converters

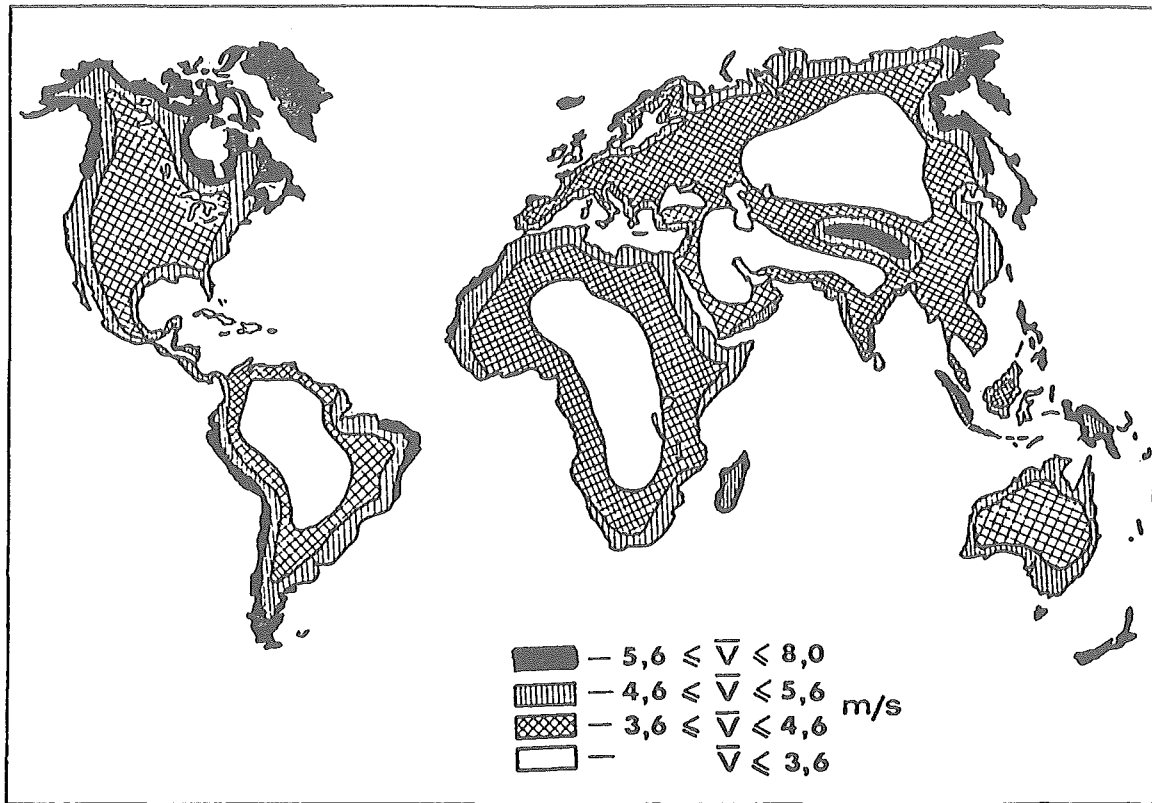


Fig. 1: Wind map of the world

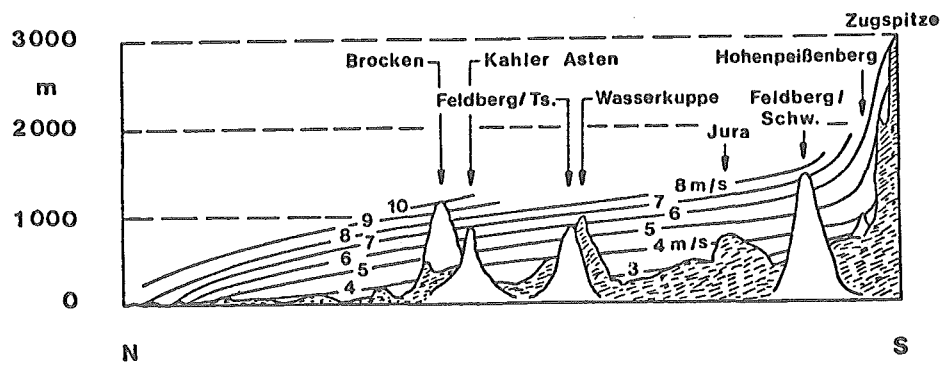


Fig. 2. North-South cross section of Germany and displacement of isovents with height

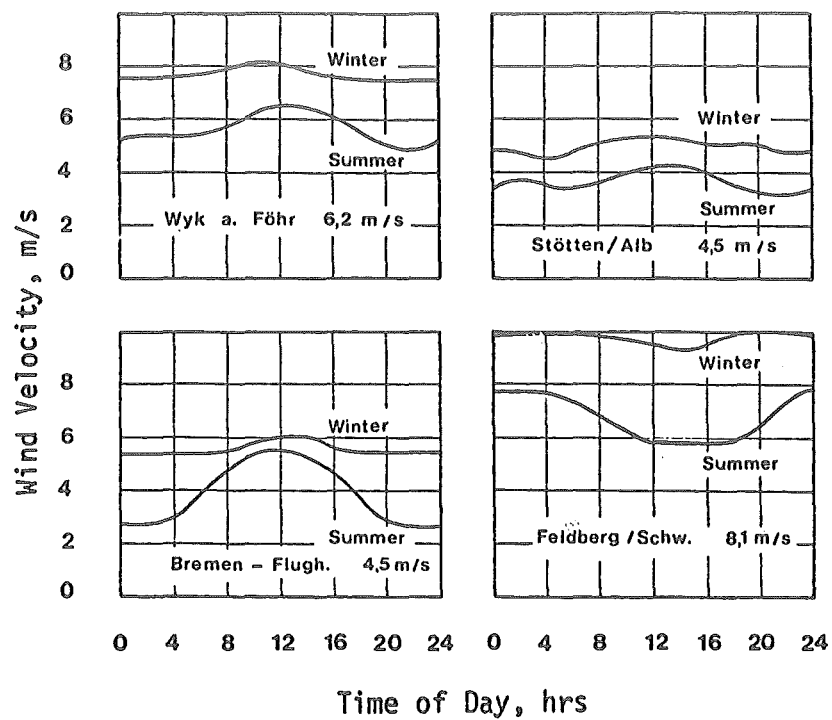


Fig. 3: Diurnal wind velocity variations of different sites

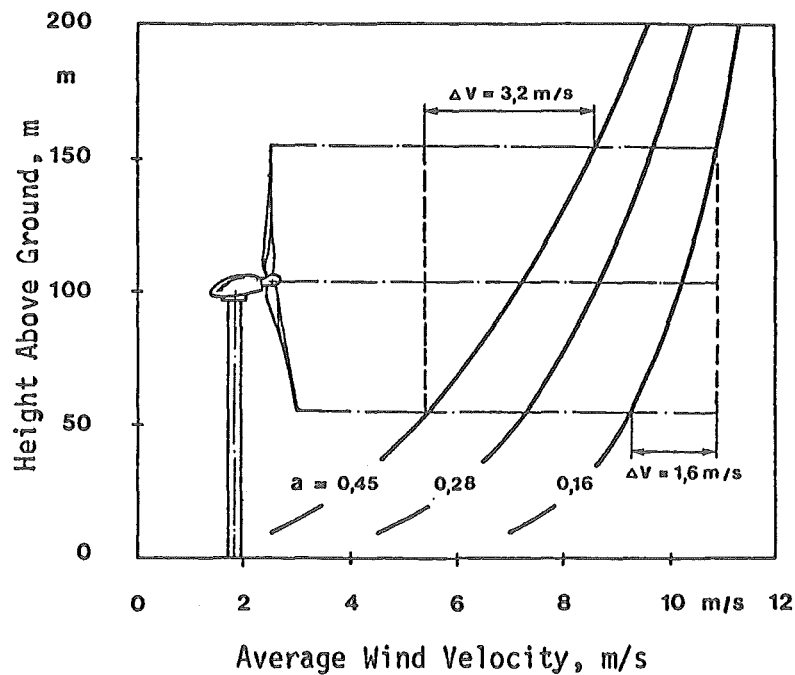


Fig. 4: Three boundary layers in relation to a large wind turbine

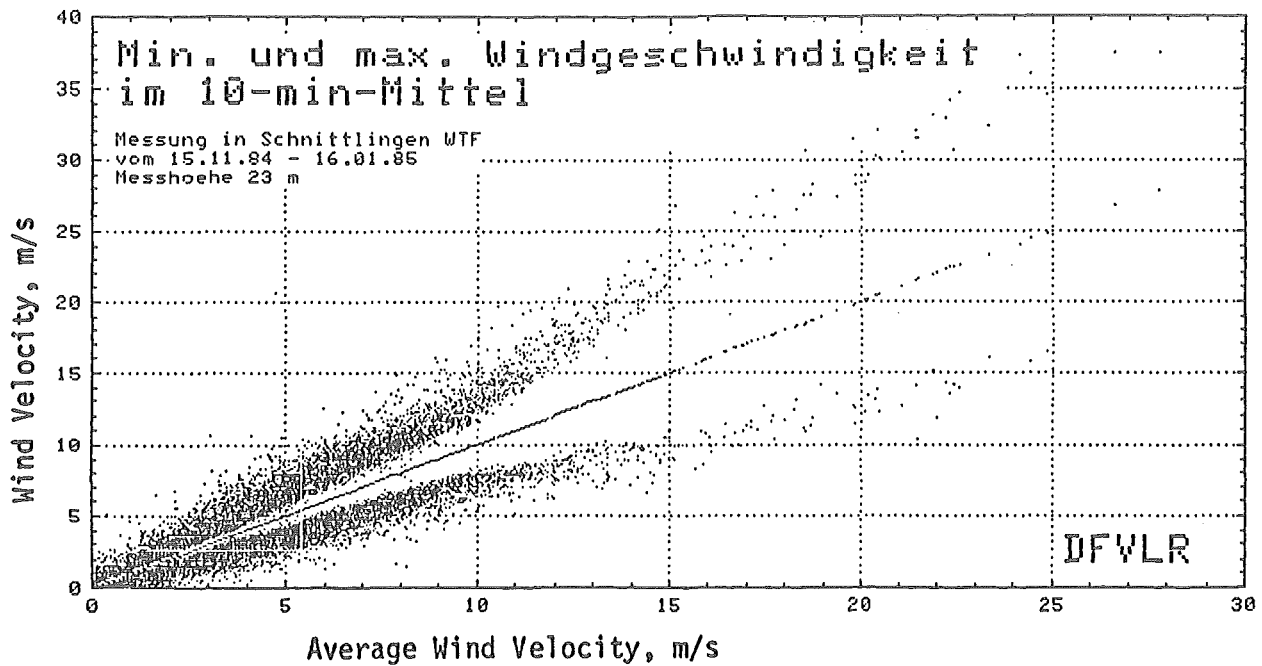


Fig. 5: Measurement of maximum and minimum gust according to the average wind velocity (straight line)

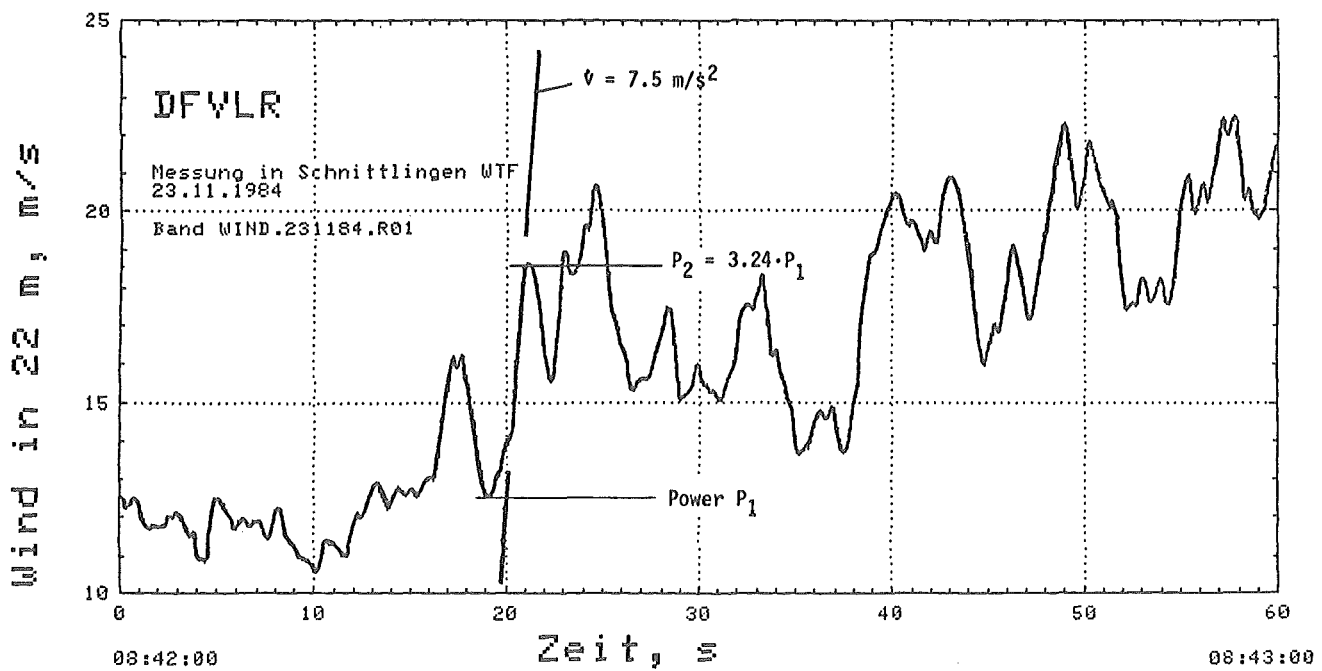


Fig. 6: Measured wind speed variations with a maximum acceleration of 7,5 m/s. Turbulent ascent

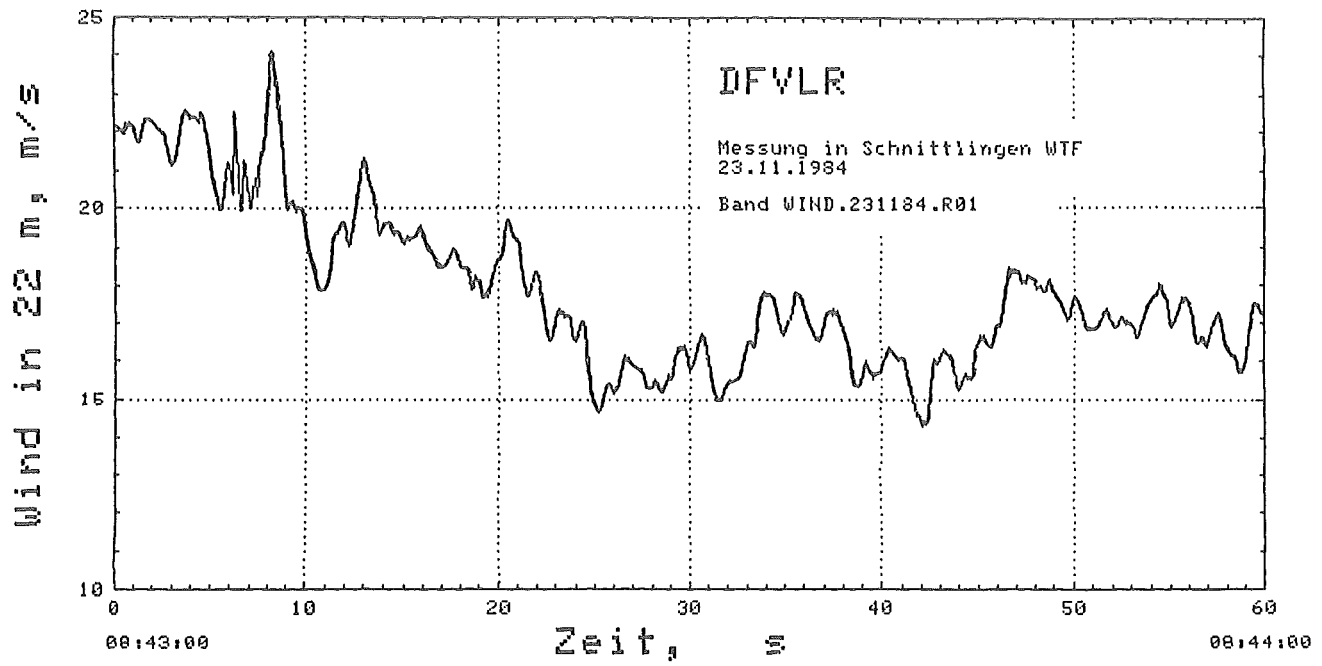


Fig. 7: Continuation of Fig. 6 showing the peak velocity and a smooth descent

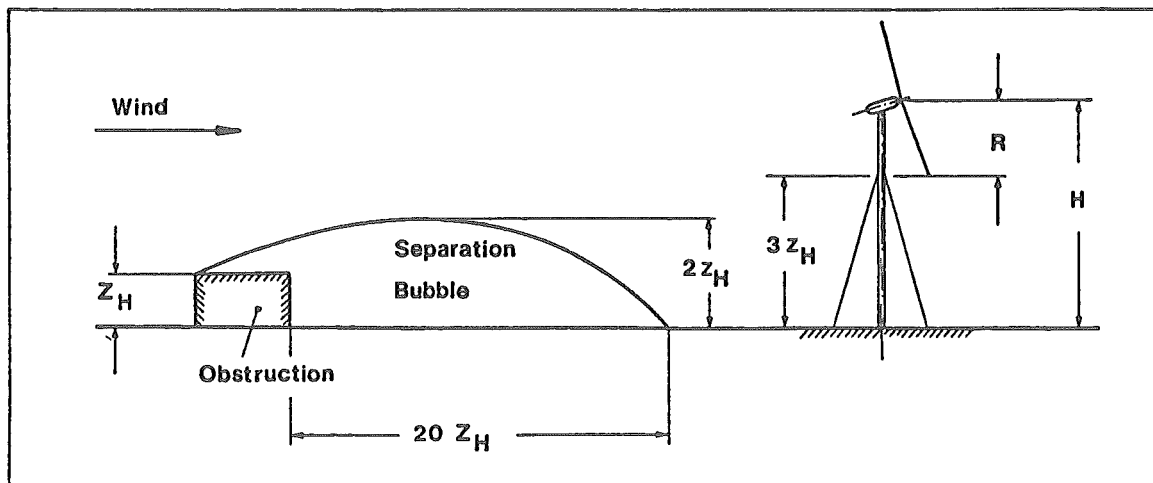


Fig. 8: Surface obstruction upstream of a wind energy converter

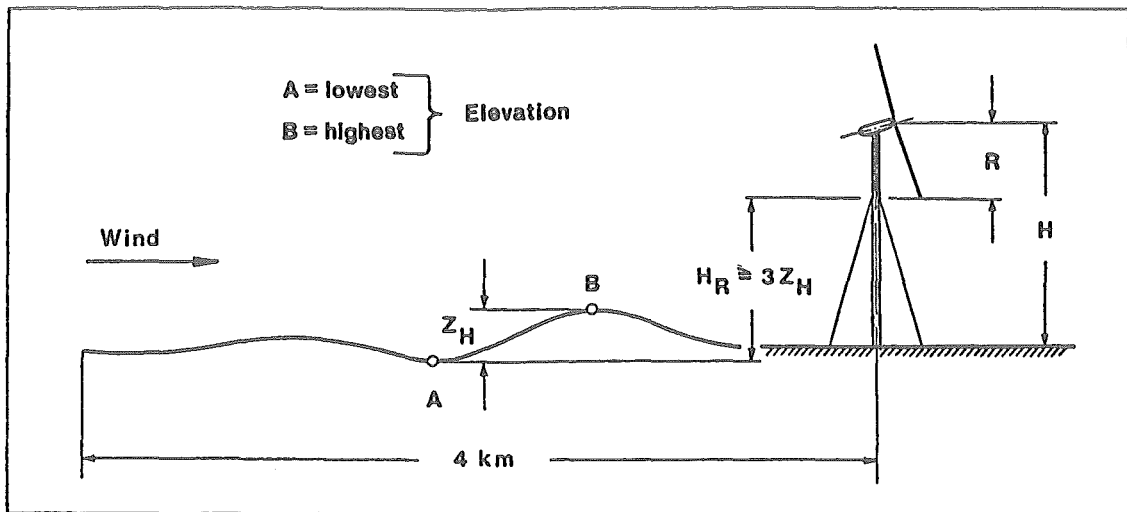


Fig. 9: Definition values of flat terrain (7)

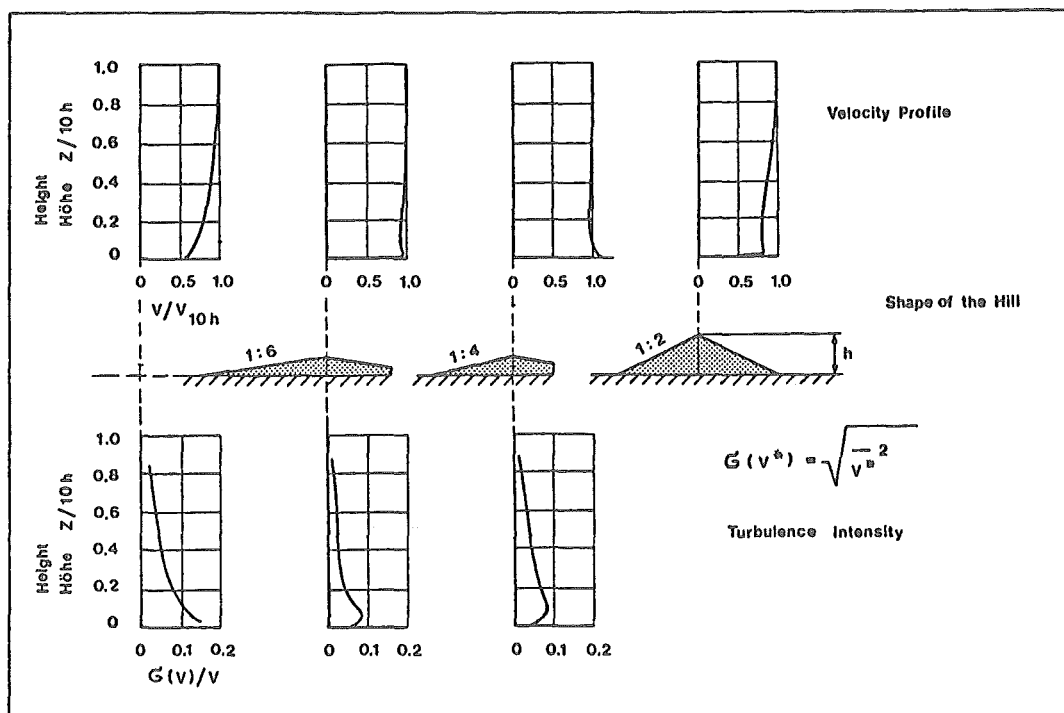


Fig. 10: Measured boundary layers above two dimensional ridges of different shape

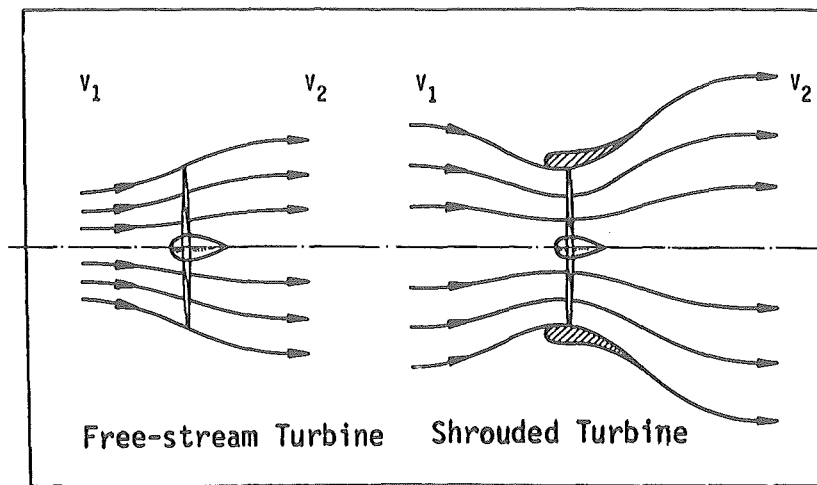


Fig. 11: Principal flow through a free stream and shrouded turbine

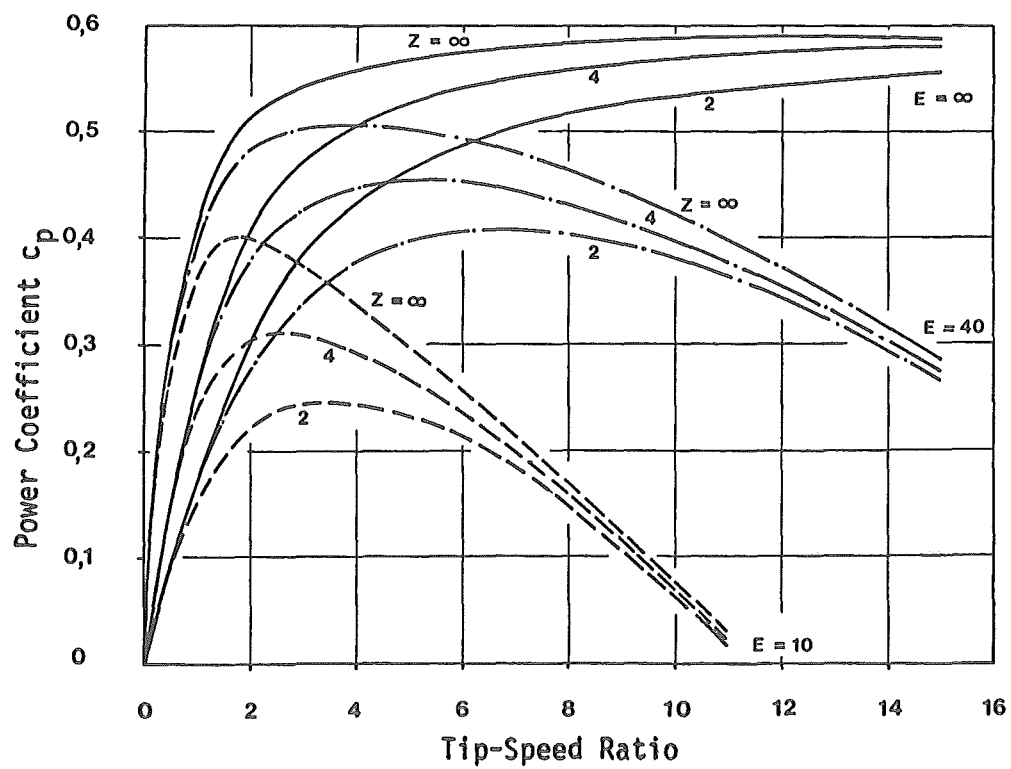


Fig. 12: Influence of the lift-drag ratio E , blade number Z and tip speed ratio (6)

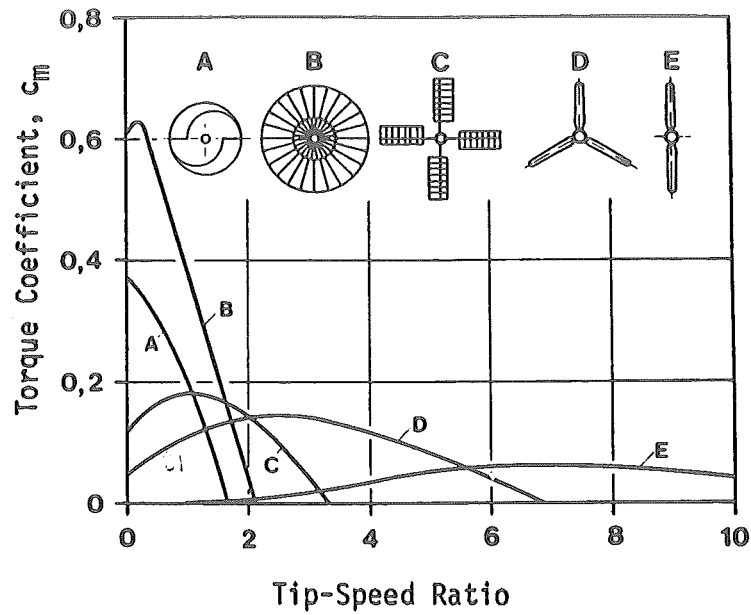


Fig. 13: Torque coefficients of different rotor types (9)

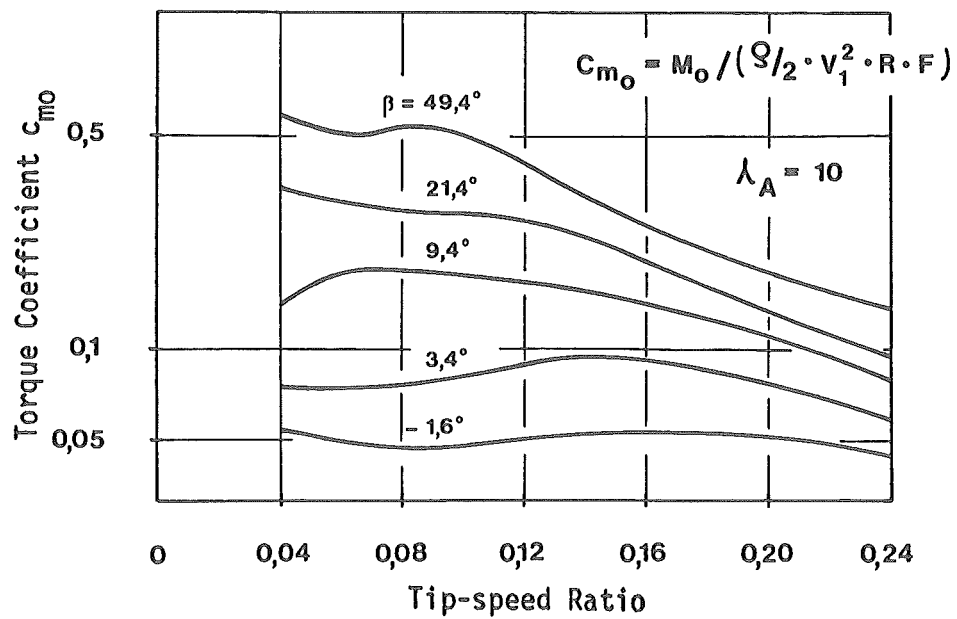


Fig. 14: Start-up torque coefficient of a two bladed turbine at different pitch angles

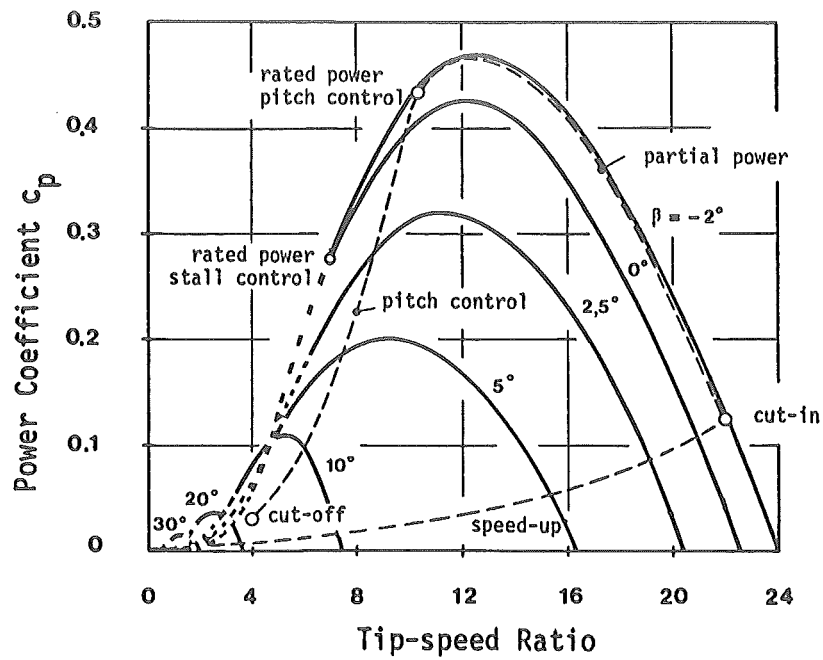


Fig. 15: Characteristic of power coefficient c_p with the blade pitch as parameter (11^p)

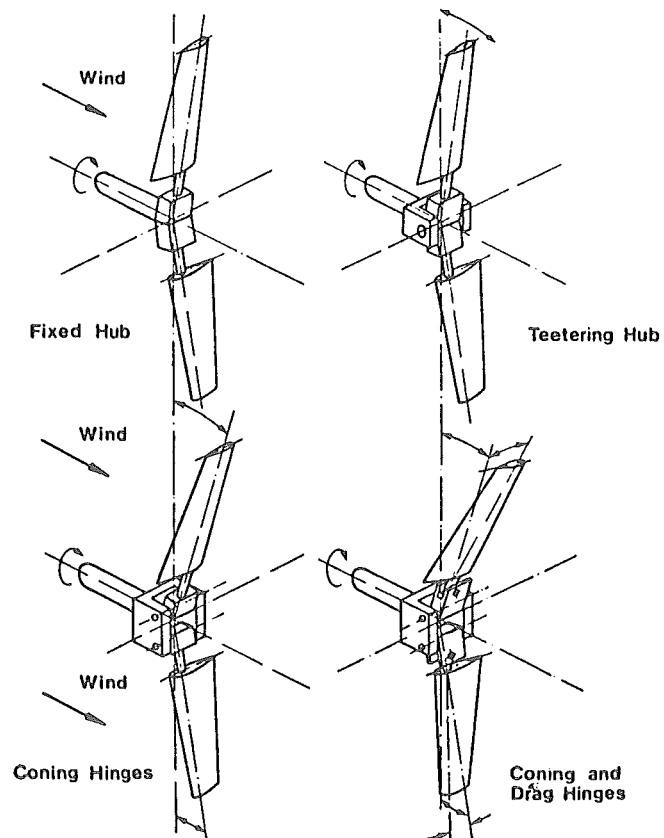


Fig. 16: Types of rotor hubs (6)

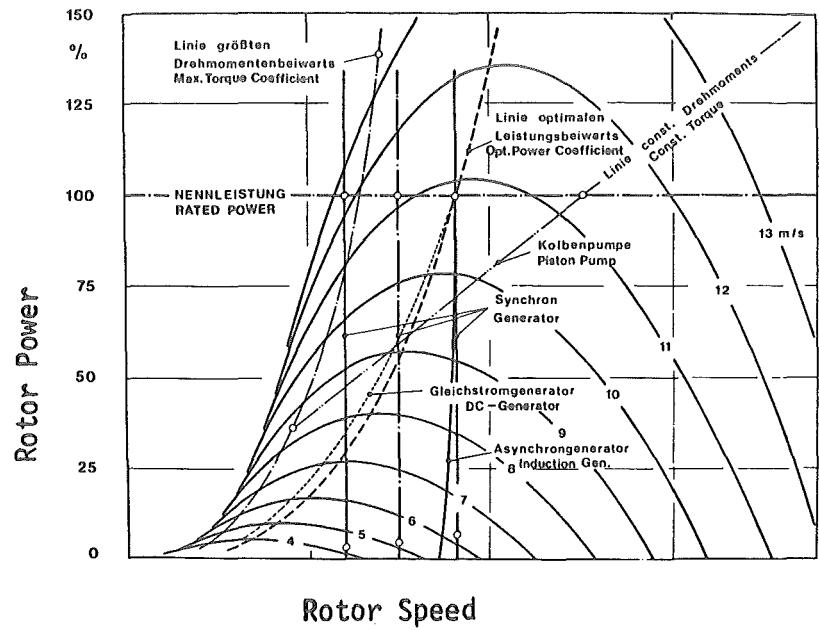


Fig.17: General tendencies of processing machines related to the turbine power set of curves (6)

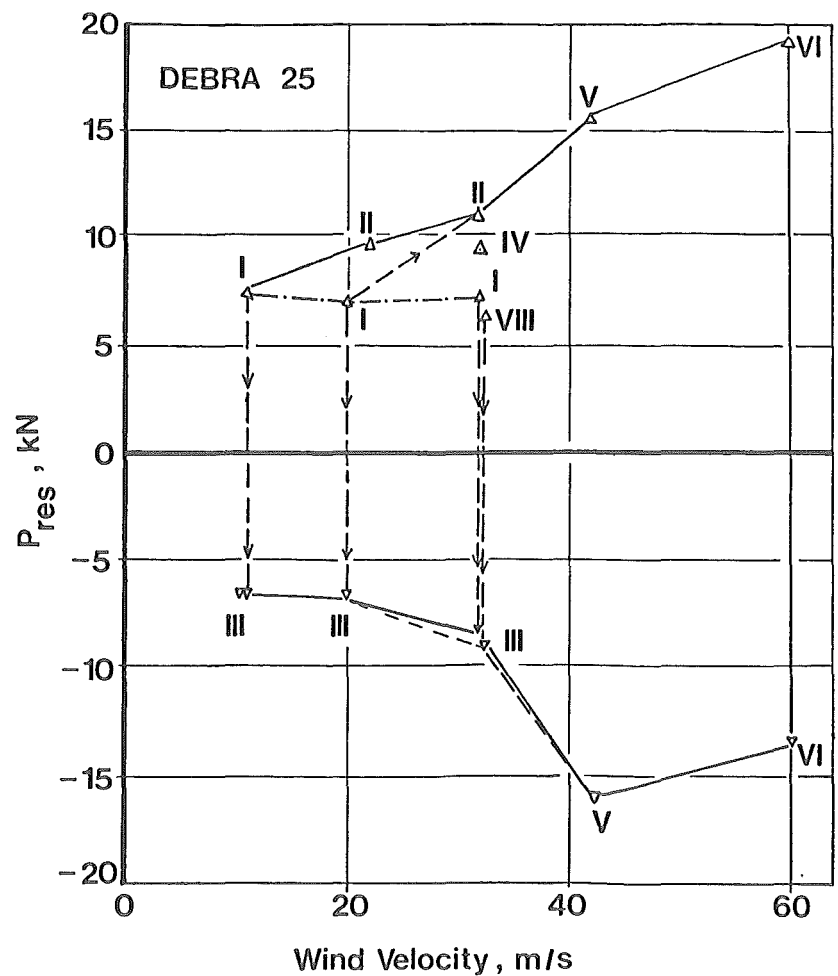


Fig.18: Load envelope of blade forces (12)

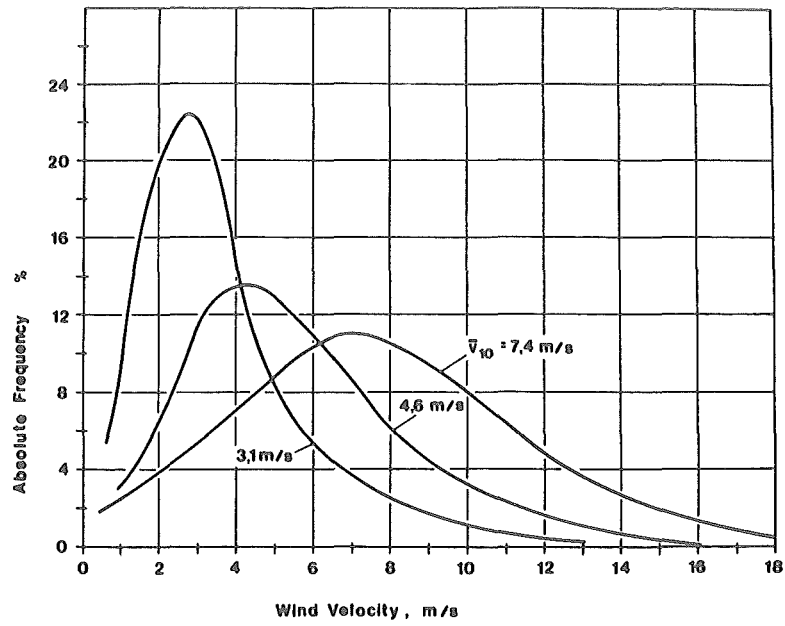


Fig.19: Absolute wind velocity frequency curves for different annual averages of wind velocities

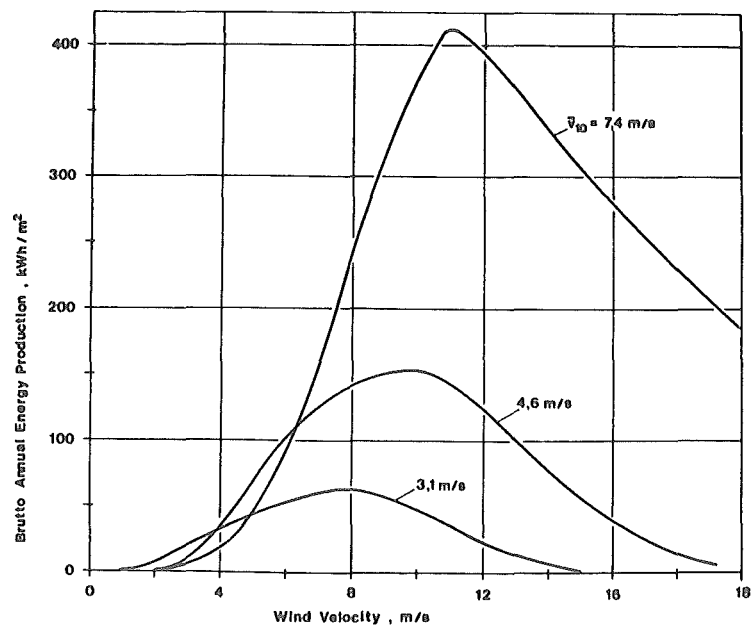


Fig.20: Energy production by certain wind velocity intervals

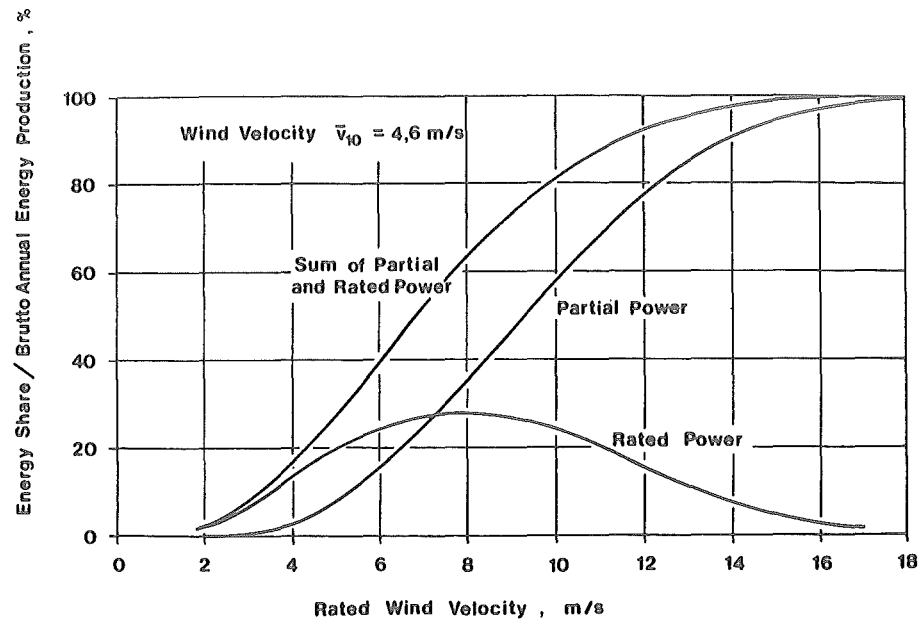


Fig. 21: Energy production share for different rated wind velocities

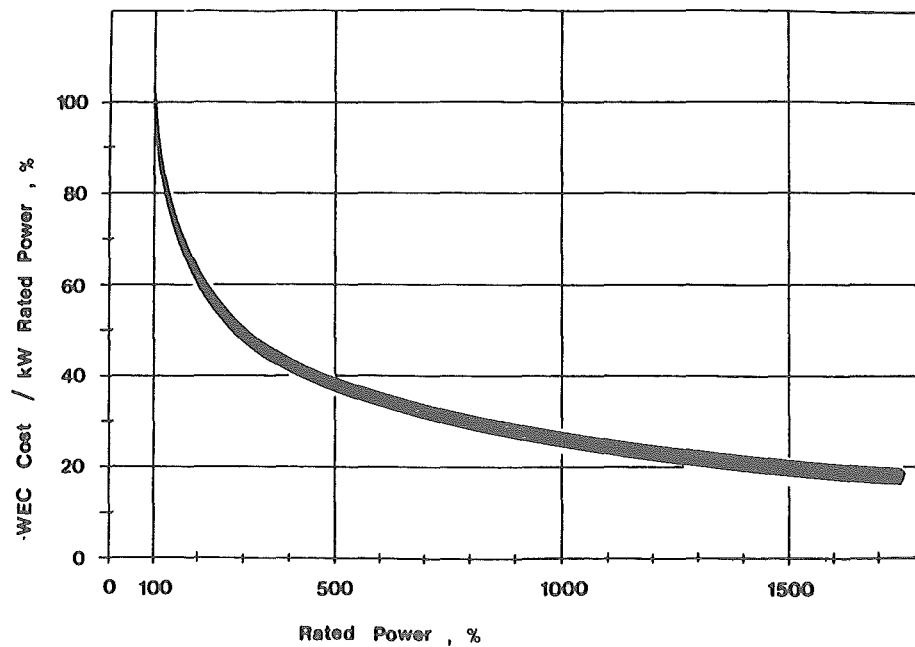


Fig. 22: WEC cost development related to rated power

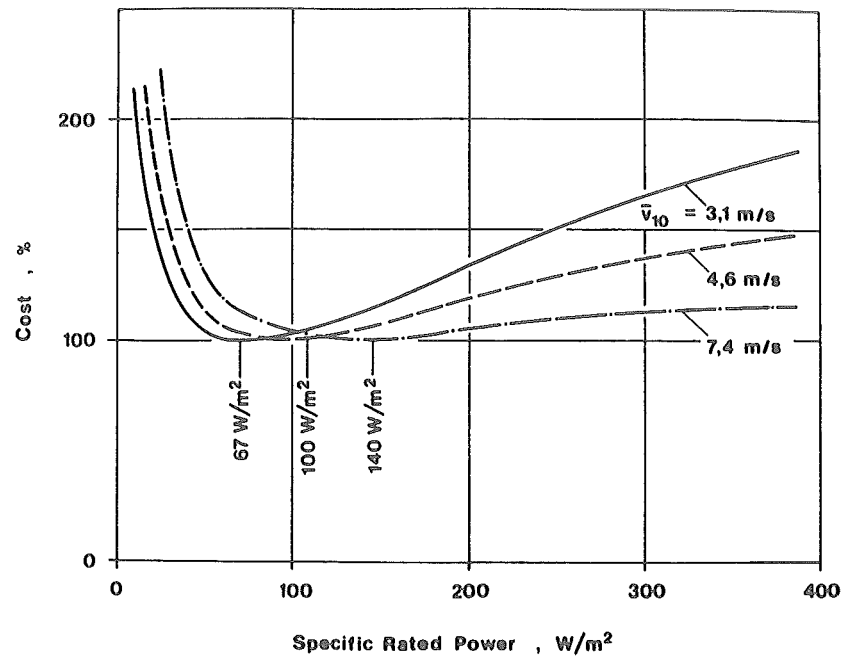


Fig. 23: Cost development curves for different average wind velocities

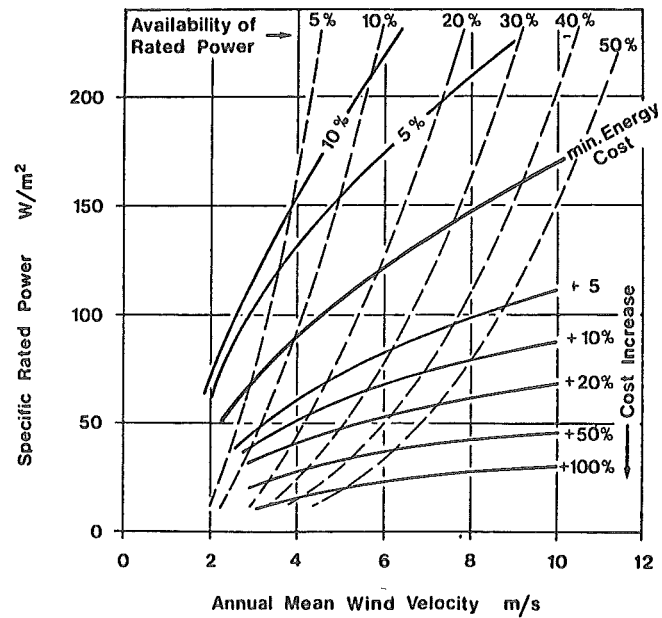


Fig. 24: Cost relation diagram (13)

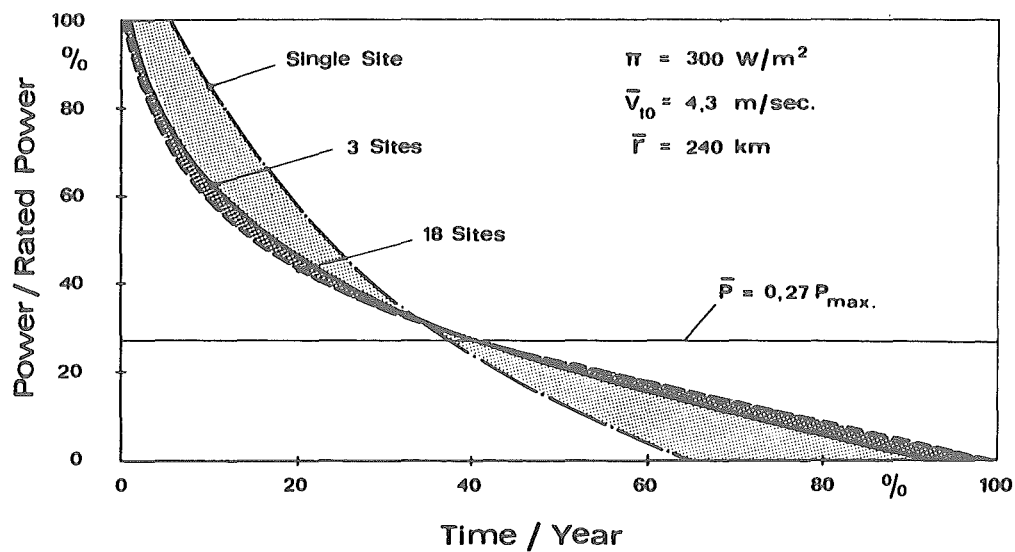


Fig.25: Power curve of different WEC compounds compared with a single WEC site (14)

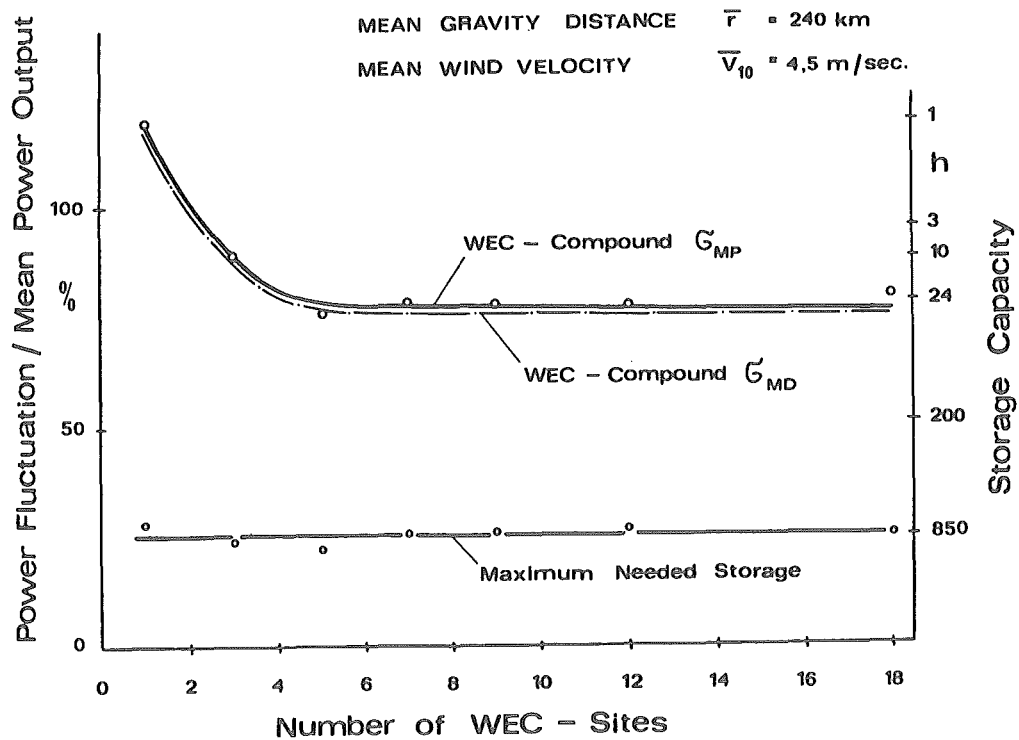


Fig. 26: Specific power variance of several compounds with different numbers of connected sites, compared to storage capacities of similar effect (14)

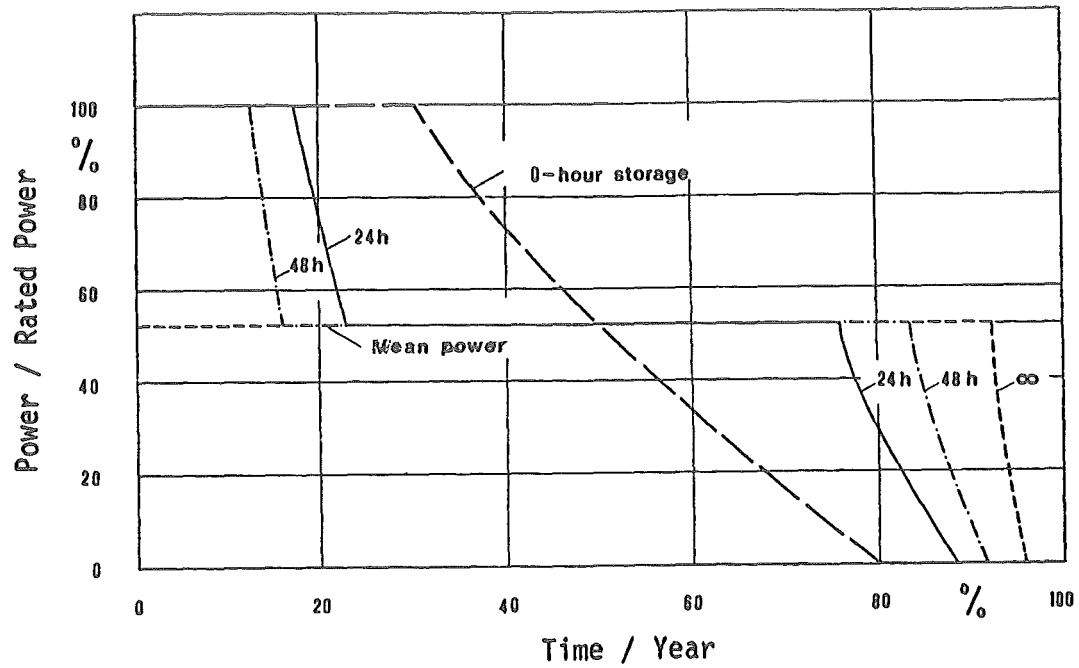


Fig. 27: Power duration curves of WECs connected to an ideal storage facility (14)

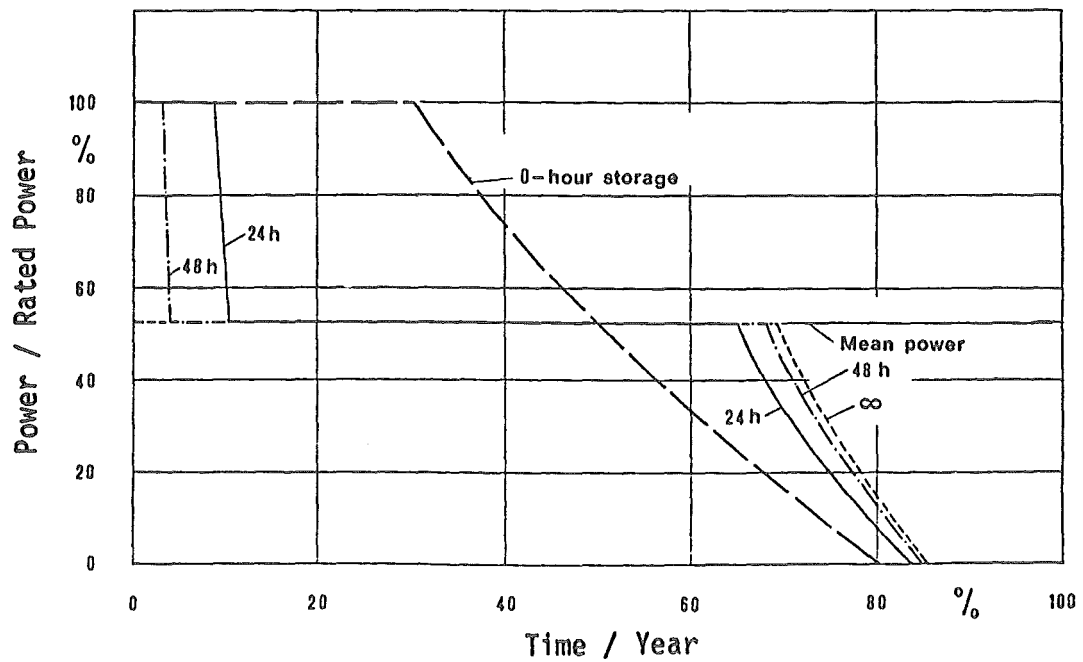


Fig.28: Power duration curves of WECs connected to a real storage facility (14)

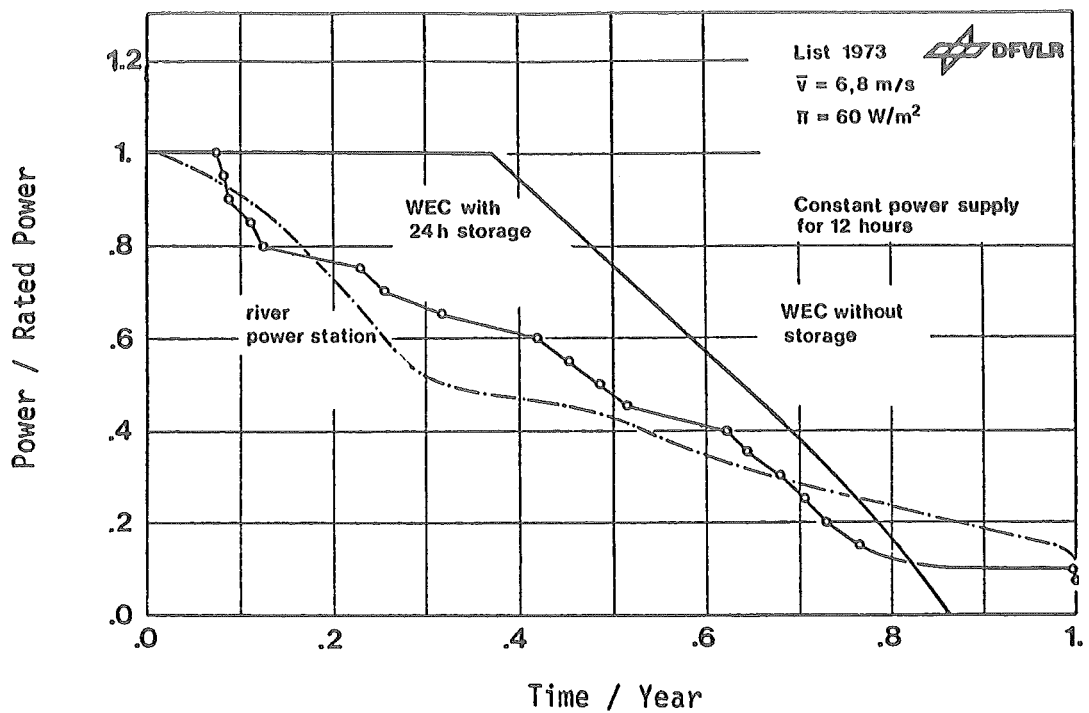


Fig.29: Comparison of the power duration curves of a river power station and a specially controlled WEC storage system (6)

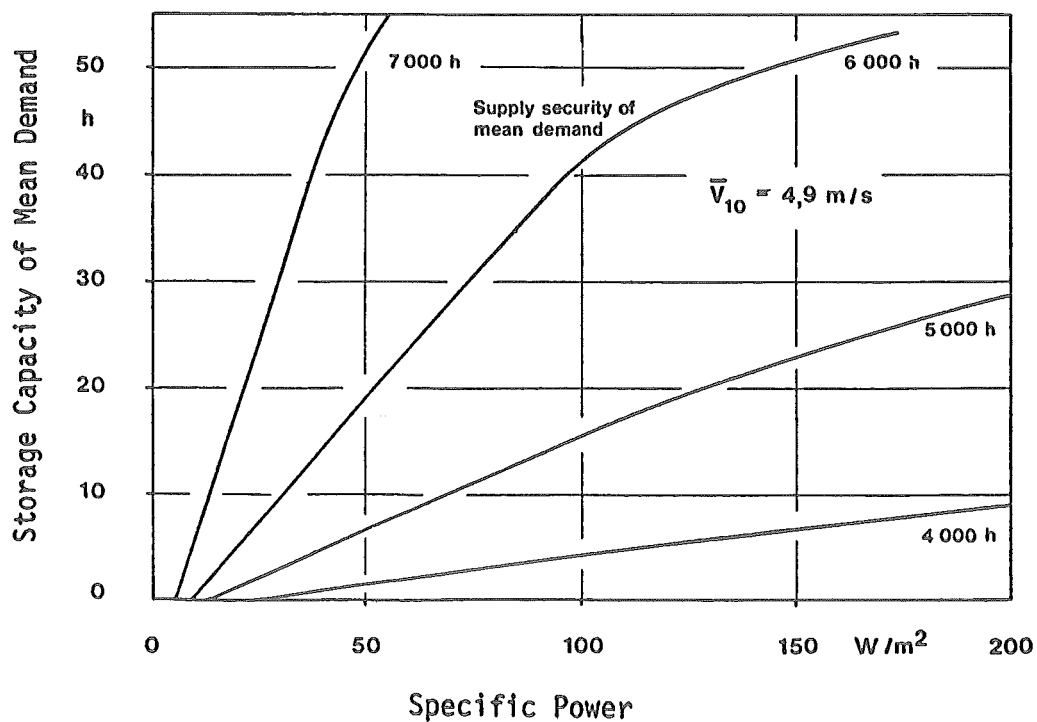


Fig. 30: Necessary storage capacity in relation to specific power installation of a WEC with supply security as parameter (6)

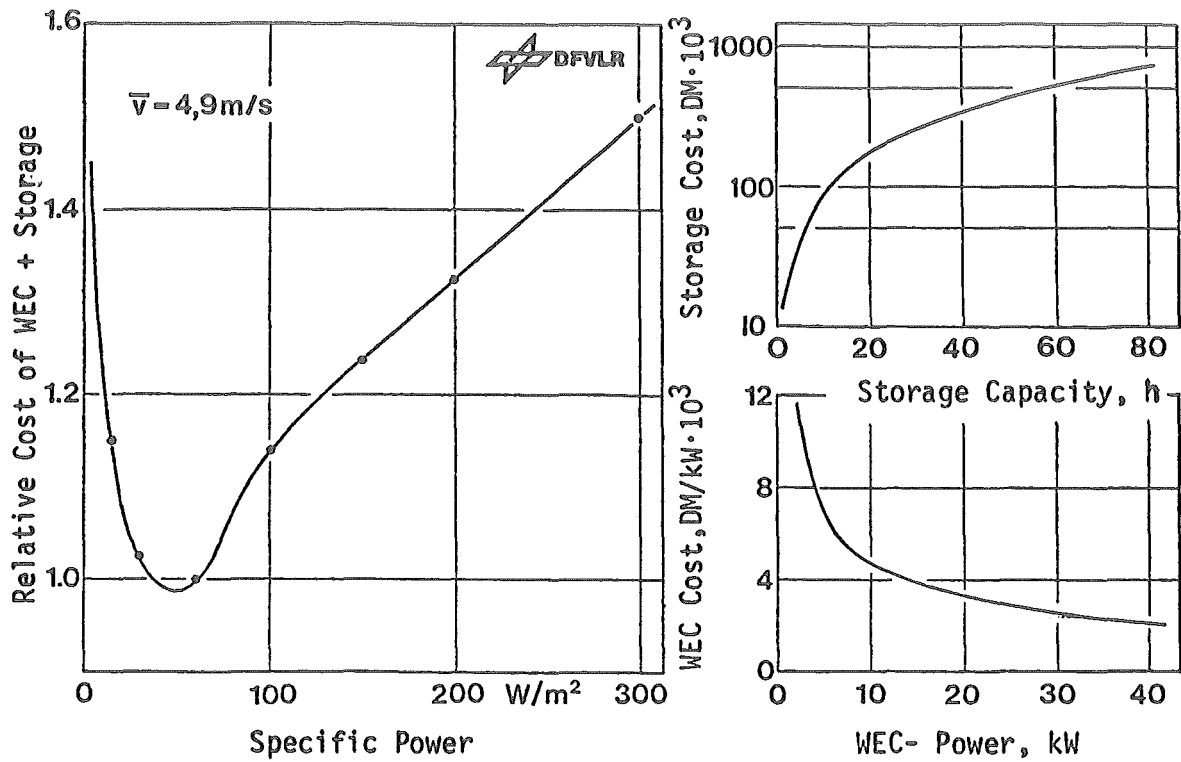


Fig. 31: Capital cost of WECs and storage facilities (6)

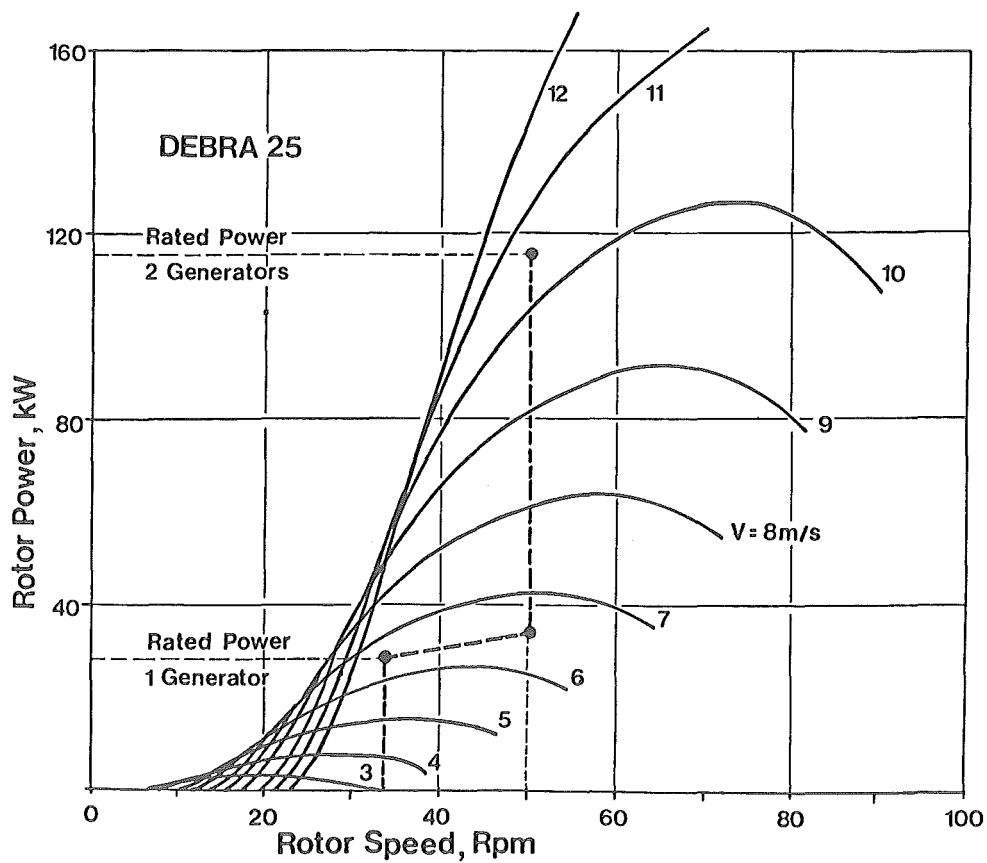


Fig. 32: Rotor power characteristic of the DEBRA-25

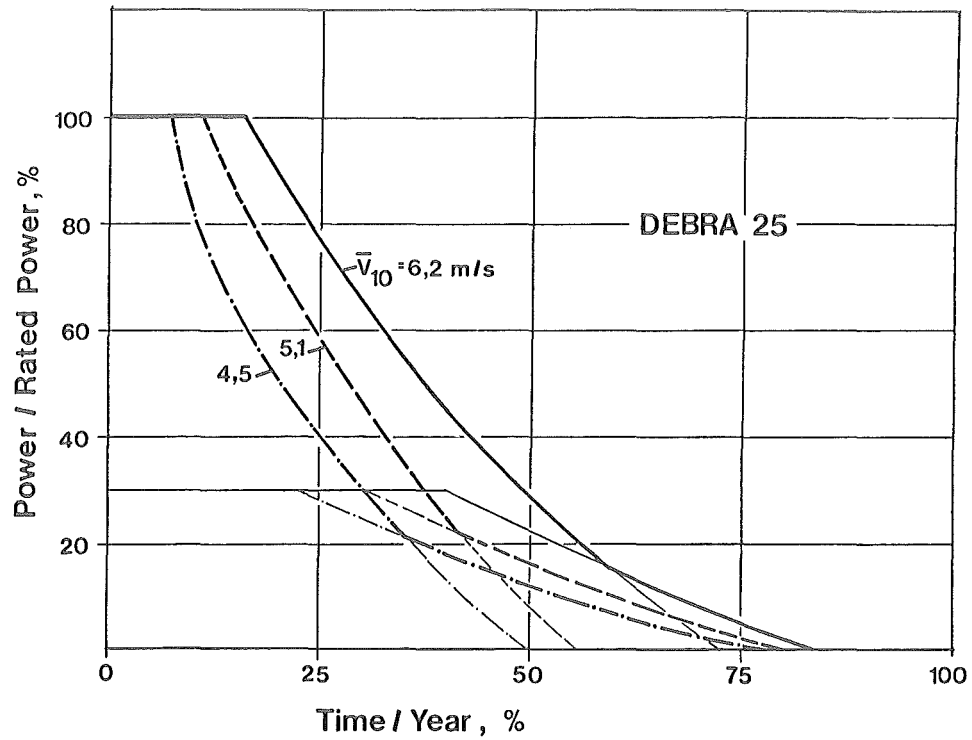


Fig.33: Calculated power duration curves of the DEBRA-25 for different sites

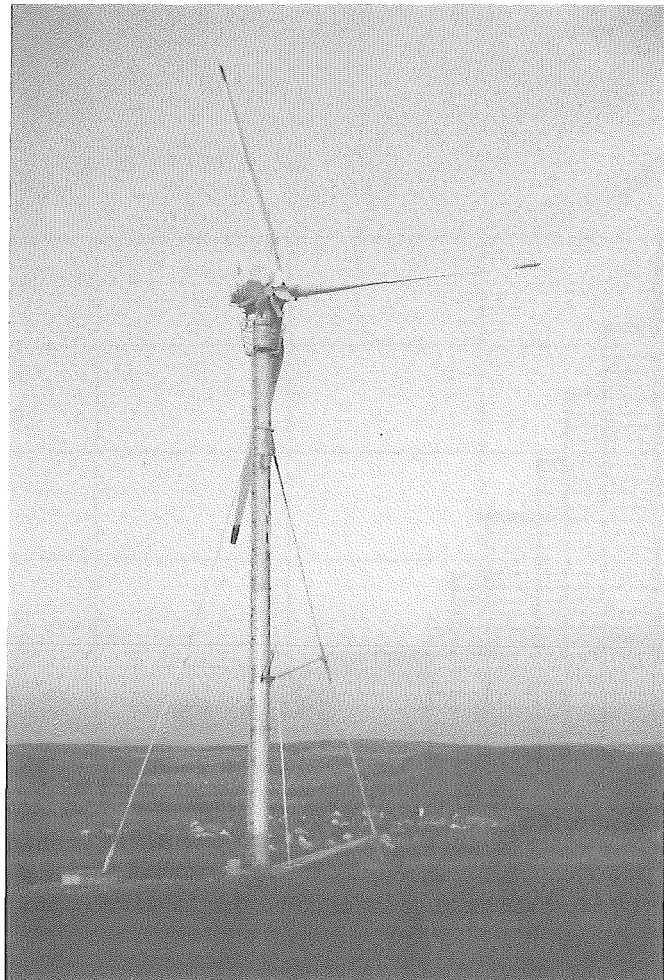


Fig. 34: DEBRA-25 wind energy converter at the test site Schnittlingen

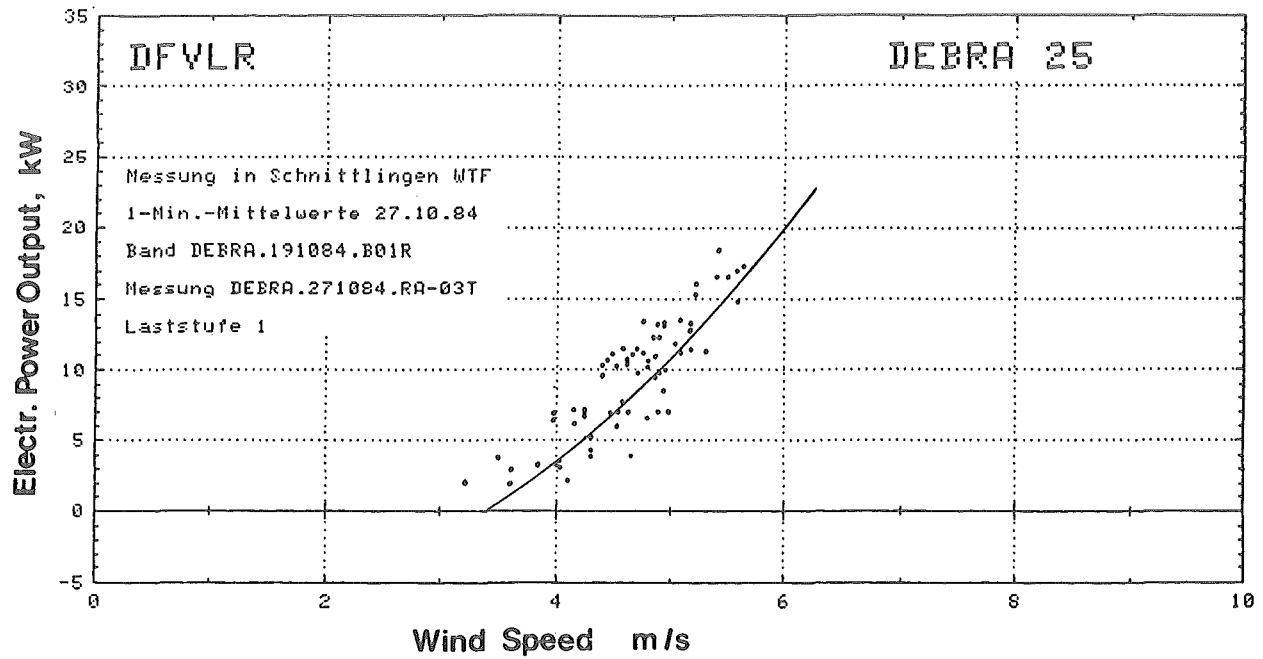


Fig.35: Comparison of calculated power output (entire line) and measured 1-min averages (dots)

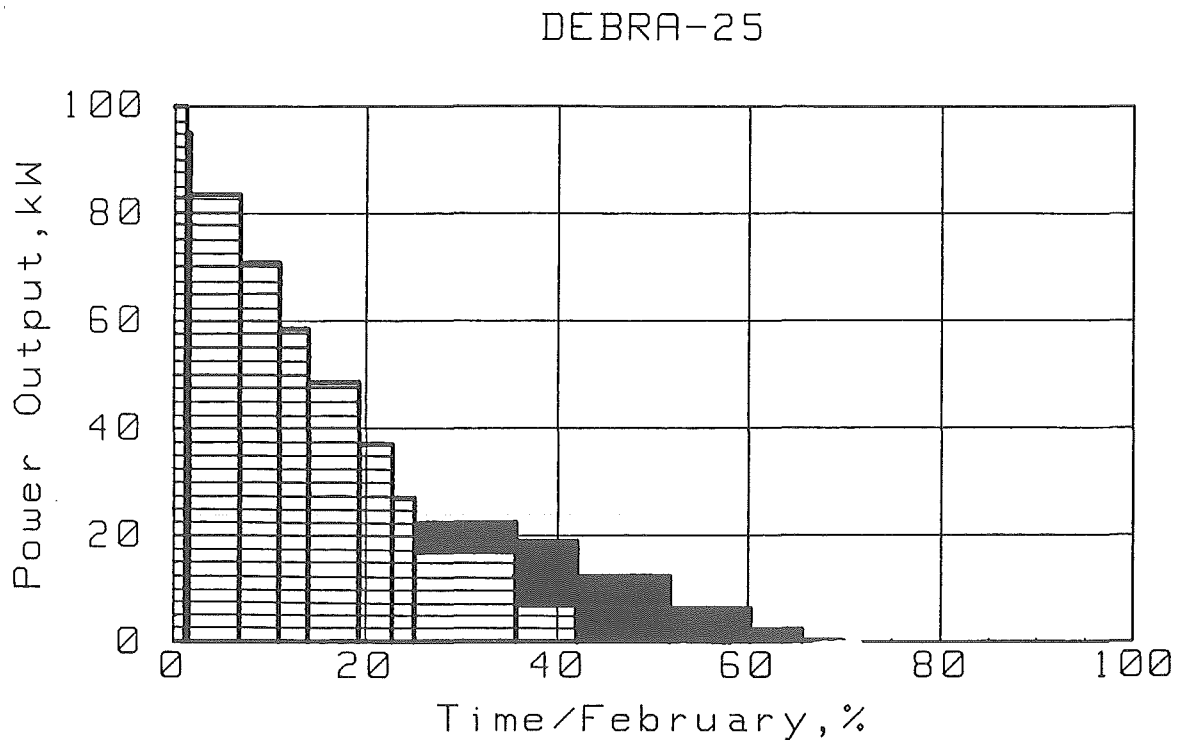


Fig. 36: Power duration bar chart for a wind speed average of 4.6 m/s
Striped area: DEBRA-25 with 50 rpm rotor speed
Striped + shadowed area: DEBRA-25 with 50 and 33 rpm rotor speed

DEBRA-25/I I

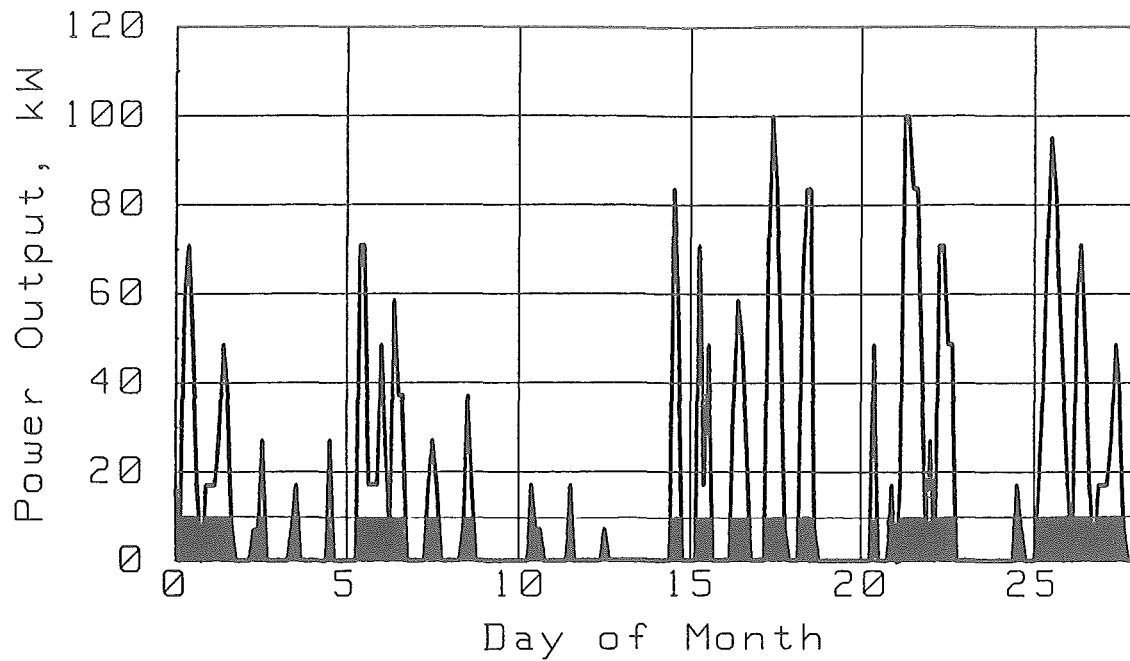


Fig. 37: Histogram of the power output of the DEBRA-25 with 50 rpm rotor speed at a monthly average of 4.6 m/s

DEBRA-25/I+II

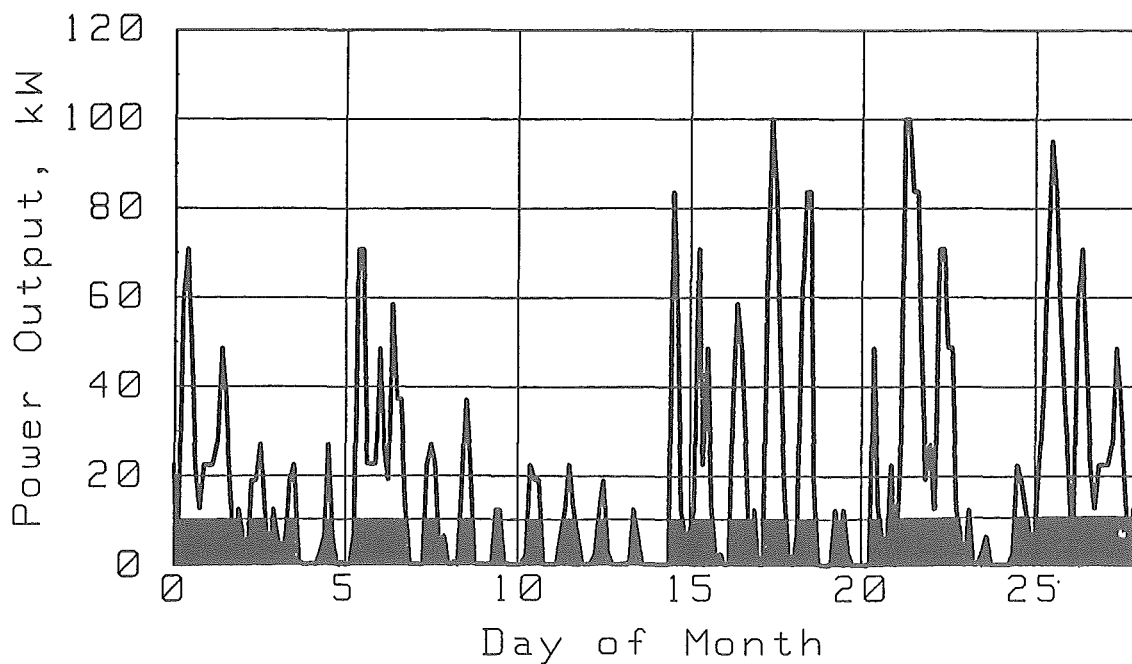


Fig. 38: Histogram of the power output of the DEBRA-25 with 50 and 33 rpm rotor speed at a monthly average of 4.6 m/s

Kurzer Abriss zu den Windverhältnissen in Entwicklungsländern V. Wagner

Die Windverhältnisse in Entwicklungsländern werden im wesentlichen die Tropen und Subtropen umfassen, geographisch gesehen also etwa den Bereich zwischen 30 Grad N und 30 Grad S. Zunächst soll ein Blick auf die allgemeine Zirkulation jener Region geworfen werden, da sie von den Verhältnissen unserer Breiten sehr verschieden ist.

Das beherrschende Prinzip der tropischen Zirkulation besteht zunächst in den relativ einfachen Mechanismus der sog.-Hadley-Zirkulation.

Mit der Sonne als Antrieb steigen die Luftmassen äquatornah auf. Dadurch stellt sich eine Druckverteilung ein, die ein Nachfließen der Luft im unteren atmosphärischen Niveau in Richtung Äquator (Passate) und in größeren Höhen einen Kompensationsfluß polwärts nach sich zieht.

Diese Zirkulation beherrscht die Region etwa zwischen Äquator und 30 Grad Nord und Süd.

Ein typisches Bild für die Verhältnisse im Januar zeigt für die Nordhemisphäre Abb. 1, in der die Höhenlage der 1000 hPa-Fläche dargestellt wurde - eine äquivalente Darstellung zur Luftdruckverteilung. Klar erkenntlich ist der Hochdruckgürtel im Bereich von ca. 30 Grad Breite und der tiefe Druck am Äquator. Die Hochdruckgürtel sind Schwachwindgebiete (Röðbreiten) mit absinkender Luftbewegung, starker Einstrahlung und Trockenheit. In der äquatornahen "Tropischen Konvergenz-Zone" (TCZ), dort, wo die Passate beider Hemisphären konvergieren (Abb.2), herrscht aufsteigende Luftbewegung vor, ebenfalls mit geringen Horizontalkomponenten des Windes (Kalmenzone).

Die TCZ ist nun keineswegs ein Gebiet gleichmäßig aufsteigender Luftbewegung, sondern ein Nebeneinander von Bereichen intensiver Vertikaltransporte in wolkenreichen Gebieten, in denen der Wind böig auffrischen kann mit intensiven Gewittern aus mächtigen Cumulonimbuswolken und Bereichen heißen auch schwülen Wetters mit ungehinderter Sonneneinstrahlung und leichten Winden. Alles ist räumlich und zeitlich variabel.

Zwischen Subtropenhoch und TCZ, die z. T. außerordentlich stetigen Passatströmungen, im Bereich der Kontinente stark richtungsmodifiziert durch die Landmassen.

Der Vergleich der Zirkulationsverhältnisse zwischen Juli (Abb.2) und Januar (Abb.3) zeigt die erhebliche Variation in der großräumigen Zirkulation, besonders im afrikanisch-asiatischen Raum. Dort treten z.T. erhebliche Umstellungen im Windregime auf, so daß nicht mehr von Passaten sondern von Monsunen gesprochen wird.

Die einfache Modellvorstellung von der Hadley-Zirkulation kompliziert sich also erheblich, wenn Landmassen im Spiel sind. Ein Ort im Wanderungsbereich der TCZ kann im Lauf des Jahres sehr unterschiedliche Windverhältnisse aufweisen, im Extremfall von stetigem Wind bis zu saisonaler Windstille.

Die Frage nach den quantitativen Windverhältnissen läßt sich allgemein nur schwer beantworten. Ein Blick auf die mittlere Druckverteilung (vgl. Abb.1) zeigt, daß der Druckgradient, der der Windgeschwindigkeit proportional ist, im tropisch-subtropischen Bereich gering ist, verglichen mit den Verhältnissen in mittleren Breiten. Allgemein muß daher, in den Entwicklungsländern, soweit sie in niederen Breiten liegen, eine geringere Energieausbeute angesetzt werden.

Wie das quantitativ aussieht hängt im Einzelfall von der tatsächlichen Windverteilung im statistischen Sinne ab. Dazu sei kurz etwas über die Datenbasis in Entwicklungsländern gesagt. Sehr geeignetes Basismaterial würde etwa aus mehreren Messungen pro Tag und Mittelungsintervallen zwischen 10 Minuten und 1 Stunde bestehen. Messungen über 5 Jahre oder mehr an demselben Ort ergäben ein hervorragendes Material zur Energieabschätzung. Das ist in Entwicklungsländern selten zu haben.

Hin und wieder gibt es zwar statistische Auswertungen, jedoch sind vielfach die Klassen so ungünstig und groß gewählt, daß eine vernünftige Verteilung nicht zu konstruieren ist. Manchmal liegen auch gute Beobachtungen vor, jedoch so, daß sie erst mit großem Aufwand EDV-mäßig auswertbar gemacht werden müßten.

Gänzlich ungeeignet ist die Verwendung von Mittelwerten, da die Energie exponentiell mit der Windgeschwindigkeit ansteigt und der Mittelwert die höheren Werte der Verteilung nivelliert.

Eine Gegenüberstellung der aus dem Jahresmittelwert errechneten Energie und derjenigen, gerechnet aus der tatsächlichen Verteilung (Abb.4) zeigt, daß selbst bei der Verwendung von (nicht so günstigen) Tagesmitteln, die Energie durch den Mittelwert um 50 bis 100% unterschätzt wird.

Ein besserer Ansatz besteht in der Verwendung der Rayleigh-Verteilung, deren einziger Parameter der Mittelwert des Windes ist.

Ein Vergleich der Ergebnisse aus einer der Rayleigh-Verteilung mit der tatsächlichen (approximiert durch 3-parametrische Weibullverteilung) brachte bei unseren Untersuchungen über Windverhältnisse in den Entwicklungsländern niedrigere Werte. Liegt jedoch nichts anders vor als ein Mittelwert, wird ein Ansatz mit der Rayleighverteilung immer noch die beste erste Näherung ergeben.

Einen relativen Vergleich zu den Windverhältnissen im norddeutschen Küstenbereich zeigt Abb.5. Die Ergebnisse stammen aus einer vom BMFT geförderten Untersuchung des Seewetteramtes, in der die Windverhältnisse in überseeischen Ländern im Hinblick auf die Windkraftnutzung untersucht wurden (Duensing, Grünwald, Wagner, 1985).

Danach beträgt das Energieangebot durchweg zwischen 5 und 15%, an einigen günstigen Stellen 20-30% (Persischer Golf, Mittelmeerregion) und an sehr wenigen exponierten Stellen 70-80% des Wertes von 4000 KWh pro Jahr und Quadratmeter im norddeutschen Küstenvorfeld (Duensing, Zöllner, 1978).

Das Windenergiepotential liegt also in weiten Gebieten erheblich unterhalb dessen, was die höheren Breiten der Erde bieten. Es ist daher angebracht, auch die lokalen kleinräumigen Möglichkeiten zu nutzen.

Dazu gehören der Land-Seewind Effekt, der auch in der Nachbarschaft größerer Seen auftreten kann. Auch Berg- und Talwind systeme können die Energieausbeute erhöhen, wenn sie durch das großräumig überlagerte Druckfeld nicht behindert werden. Das Terrain kann eine Rolle spielen. So tritt in der Nähe von Hügeln und Kuppen eine Stromliniendrängung auf, die eine Winderhöhung bedeutet.

Darüberhinaus findet man auf Grund der Reibung der Luftströmung am Erdboden ein vertikales Windprofil, das mit der Höhe zunehmende horizontale Windgeschwindigkeiten aufweist. Dabei besteht eine starke Abhängigkeit von der Bodenbeschaffenheit (der "Rauigkeit") und der Dichteschichtung der Atmosphäre. Es wäre im Einzelfall zu prüfen, ob der konstruktive Mehraufwand, den Rotor in eine größere Höhe zu bringen, den Zugewinn an Energie lohnt.

Zum Schluß sei darauf hingewiesen, daß in Entwicklungsländern andere Wetterphänomene auftreten als bei uns, denen ggfs. durch konstruktive Maßnahmen vorgebeugt werden sollte. Zu diesen Wettererscheinungen gehören die tropischen Wirbelstürme (Abb.6) mit ihrer zerstörenden Wirkung. Für Energiegewinnung kommen sie nicht in Betracht. Im tropischen Bereich spielen schwere Gewitter mit ihren elektrischen Entladungen eine Rolle und in ariden und semiariden Gebieten trifft man sehr häufig Sand und/oder Staub in der Luft an. Der Sand und Staub wird durch Starkwindereignisse in die Luft gebracht, verbleibt dort oft über Tage und wird durch die großräumige Zirkulation über weite Distanzen getragen. Die genannte Studie des Seewetteramtes (Duensing et al., 1985) behandelt die relevanten Wetterelemente ausführlich.

Arbeiten des Seewetteramtes auf dem Gebiet der
Windenergieuntersuchungen:

Duensing, G., Zöllner, R (1978)

"Die Windverhältnisse in der
Bundesrepublik Deutschland
Im Hinblick auf die Windkraft-
nutzung (Teil 2: Küstenvorfeld)"
Deutscher Wetterdienst, Seewetteramt
Seewetteramt,
Einzelveröffentlichung Nr. 97, 1978

Duensing, G. Grünewald, G., Wagner, V.:

"Die Windverhältnisse in überseeischen
Ländern Im Hinblick auf die
Windkraftnutzung"
Deutscher Wetterdienst, Seewetteramt
Einzelveröffentlichung
Nr 110 Arabien (in Druck)
Nr 111 Afrika
Nr 112 Südamerika
Nr 113 Asien.

Wetterkarte der Nordhalbkugel

M. 1:125 Mill.

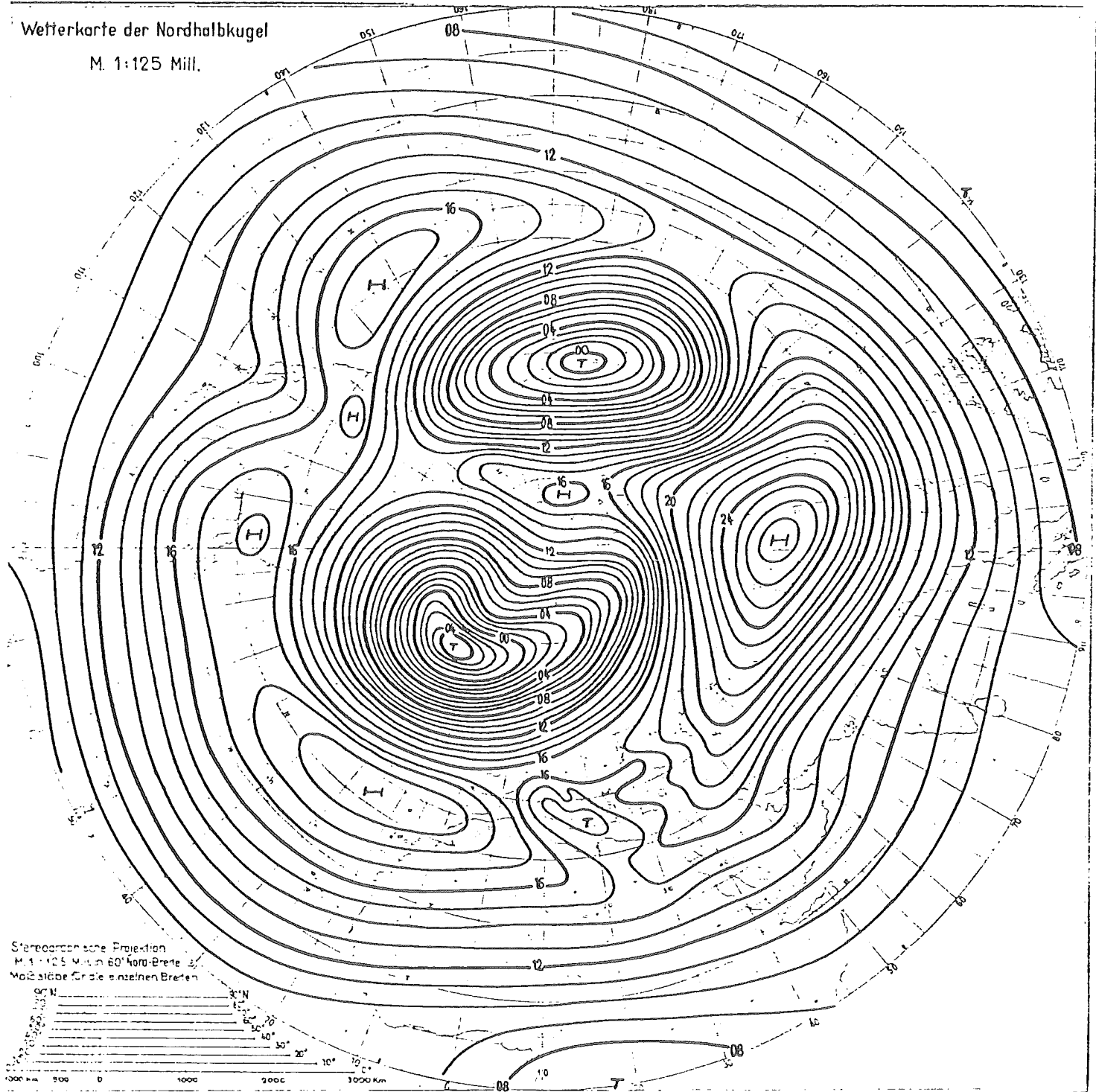


Abb. 1: Mittlere Höhenlage der 1000 hPa-Fläche im Januar
nach Scherhag

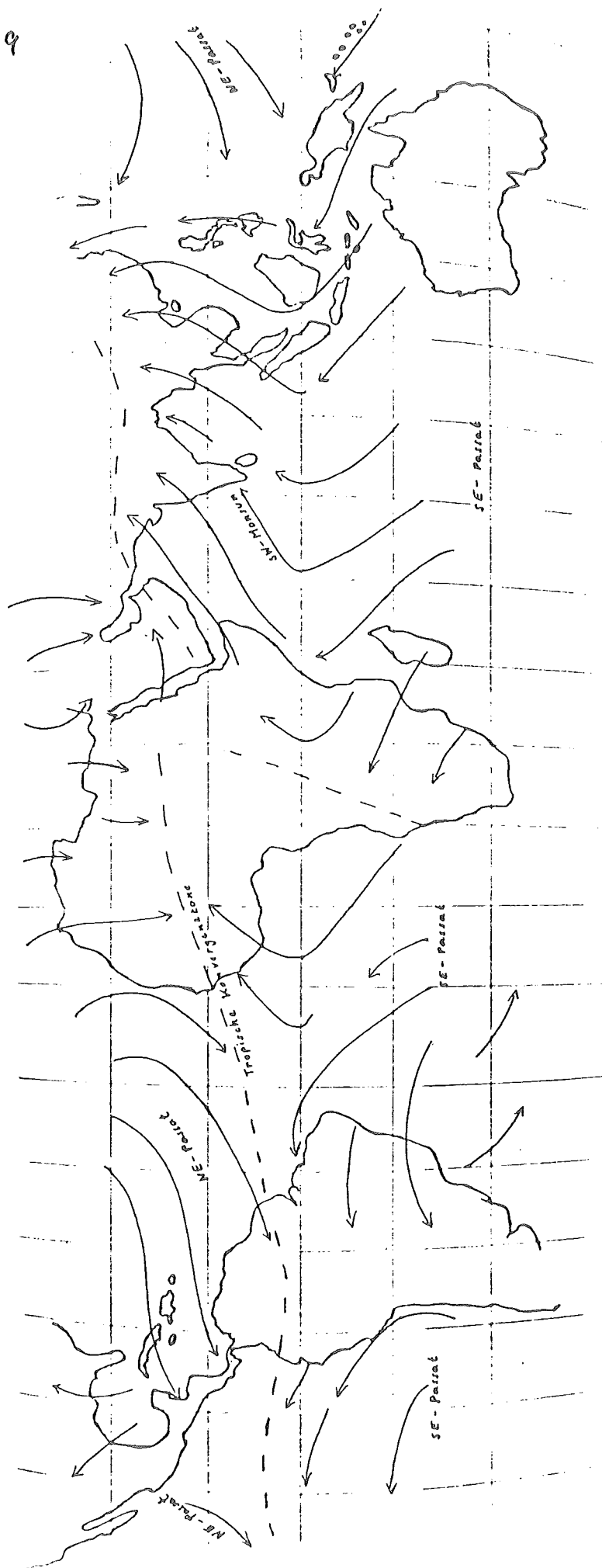


Abb. 2: Mittlere Luftströmungen im Juli

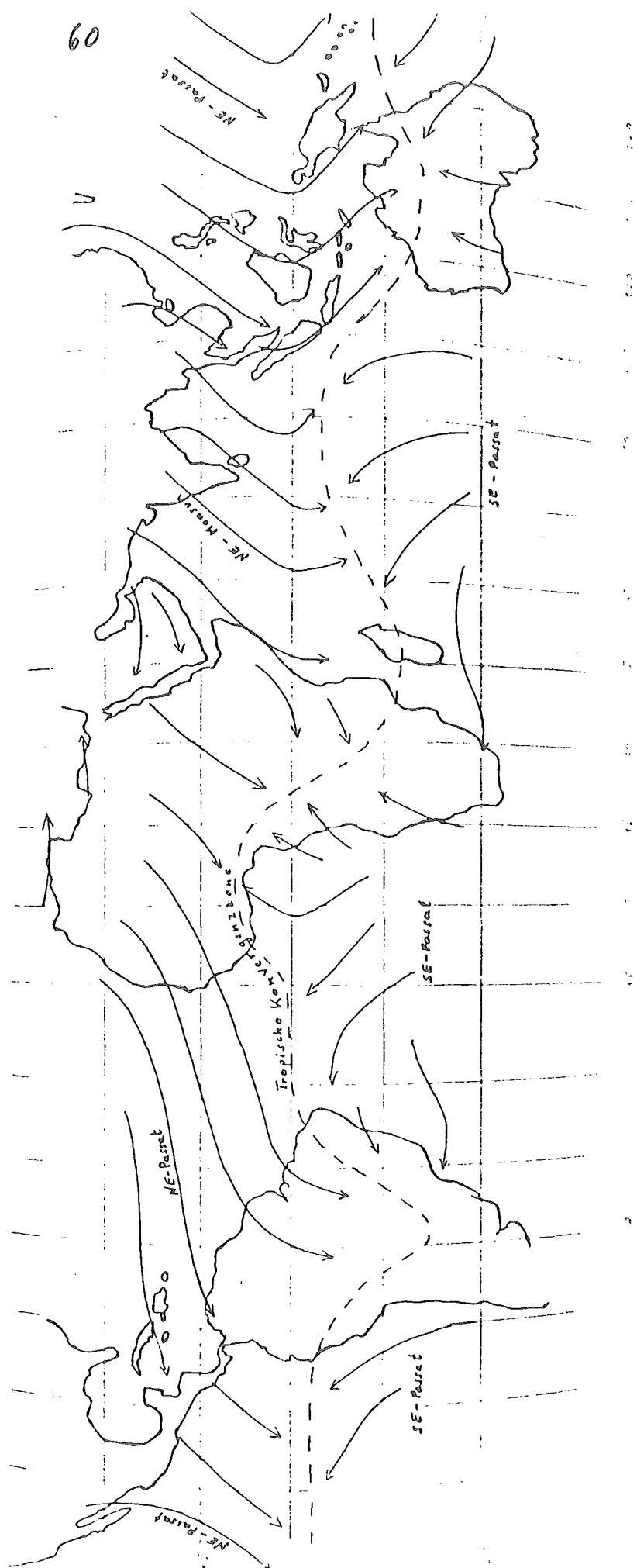


Abb. 3: Mittlere Luftströmungen im Januar

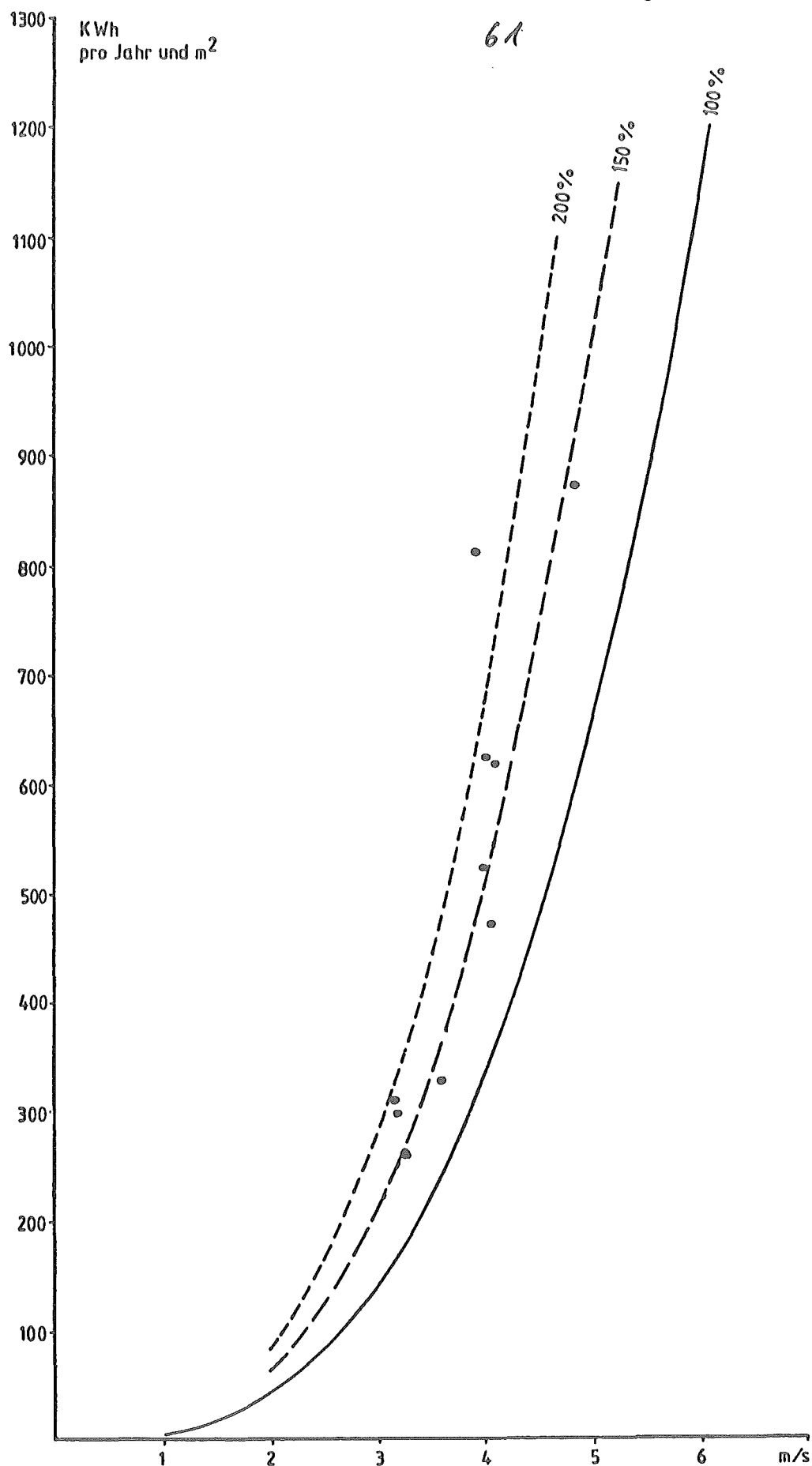


Abb 4:

- Jahresbruttoenergie, berechnet aus dem Windfeld
- Jahresbruttoenergie, berechnet aus dem Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit
- 150 und 200 Prozent der aus dem Jahresmittelwert des Windes berechneten Energie

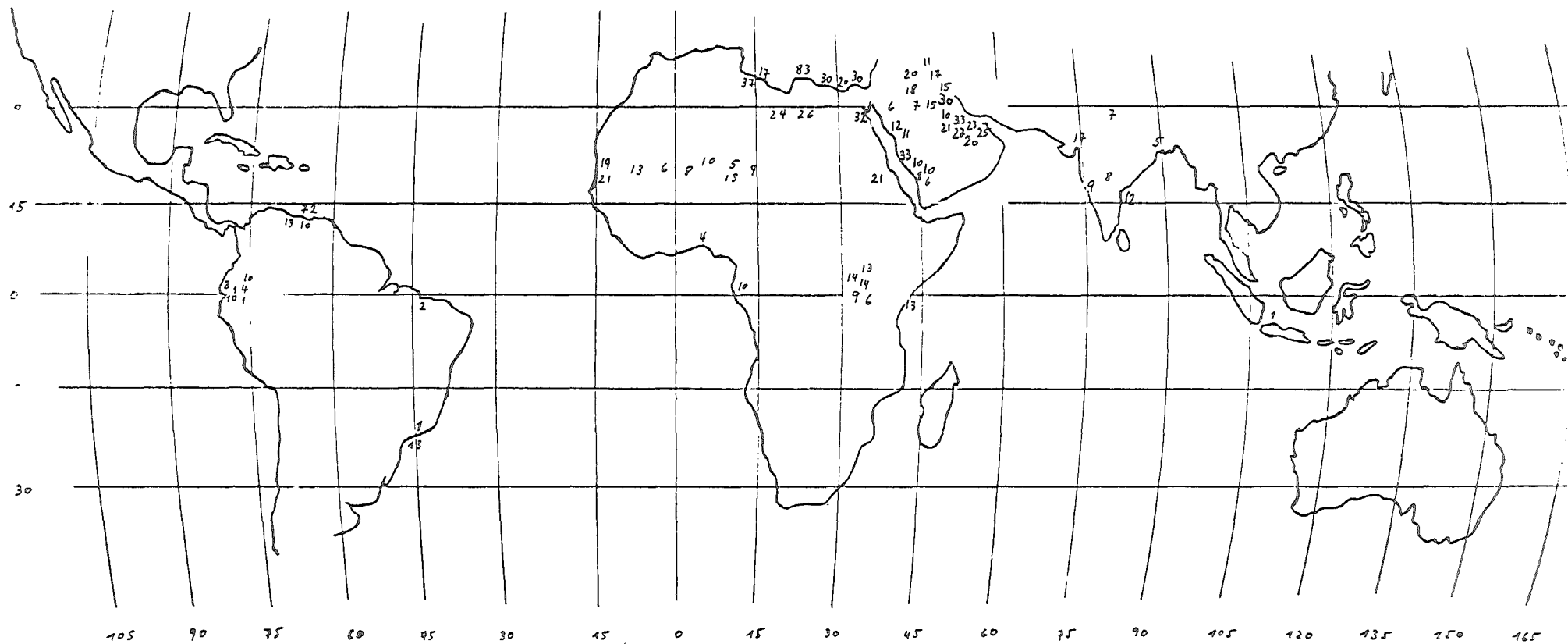


Abb. 5: Relatives Energiepotential in Prozent des
 norddeutschen Windenergieangebotes
 (4000 KWh pro Jahr und $m^2 \approx 100\%$)

TROPISCHE STÜRME

—→ Nov. — Mai
 - - - - - Mai — Nov.

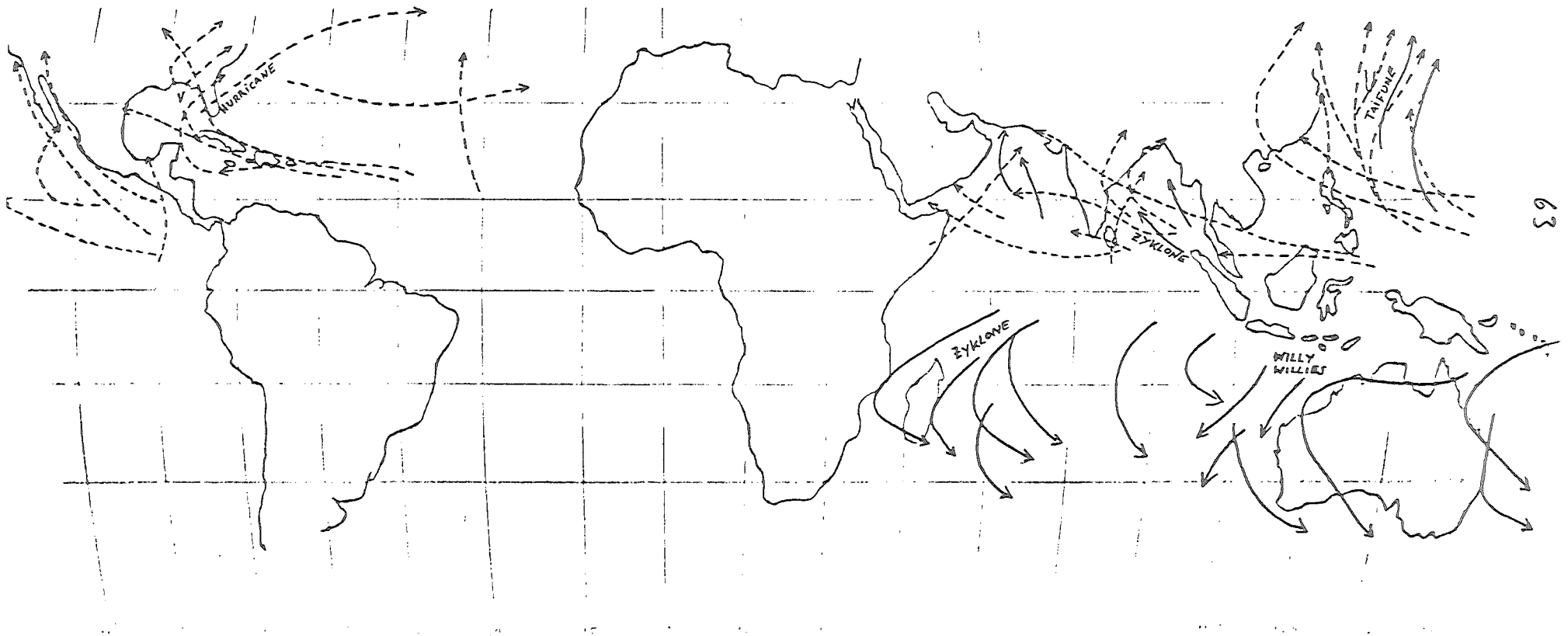


Abb. 6: Auftreten und Zugbahnen tropischer Wirbelstürme

ENERGIEVERSORGUNG IN ENTWICKLUNGSLÄNDERN

T.Schott
Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt
für Luft- und Raumfahrt e.V.

Institut für Technische Thermodynamik
Studiengruppe Energiesysteme
Pfaffenwaldring 38-40
D7000 Stuttgart 80

1. Einleitung

Entwicklungshilfe steht verstärkt auch im Zeichen der Energiepolitik. Gegenwärtig nicht mehr rasch wachsende Energiepreise dürfen nicht dazu verleiten, das Problem zu vernachlässigen. Das weitere Bevölkerungswachstum und damit der auch in Zukunft wachsende Energiebedarf der Menschheit fordert langfristige Problemlösungen. Das große Potential der erneuerbaren Energiequellen und ihre weltweite vielfältige Verfügbarkeit geben den Entwicklungsländern eine gute Chance, für diese wichtige Schlüsselfunktion tragfähige Lösungen zu finden. Die meisten Wirtschaftsentwicklungen, wie sie in der Vergangenheit in den heute hochindustrialisierten Staaten abgelaufen sind, dürften für den weitaus größeren Teil der Menschheit so nicht mehr nachvollziehbar sein.

Um die Entwicklungsländer aus der Krise herauszuführen, ist auch ein erheblicher Einsatz von Energie notwendig. Eine Extrapolation der Situation auf Szenarien mit einem um mehr als eine Größenordnung erhöhten Energieverbrauch erscheint politisch, ökonomisch, vor allem aber auch ökologisch nicht durchsetzbar und nicht verantwortbar. Energie löst sicher nicht die Probleme der Entwicklungsländer, aber ohne Energie sind diese auch nicht lösbar. Der Einsatz dezentraler regenerativer Energietechnik bietet hierbei sehr große Möglichkeiten. Windenergie könnte mittelfristig eine gewisse Schlüsselfunktion übernehmen, weil ihre Nutzung technisch gesichert ist und auch an der Schwell-

le zur Wirtschaftlichkeit steht. Dies bedeutet bereits heute, daß in sehr vielen Bereichen ein sinnvoller Einsatz gegeben ist. Für die Entwicklungsländer müssen dabei sowohl technisch als auch in der Markteinführung die speziellen Bedingungen vor Ort berücksichtigt werden.

Im folgenden wird die Energiebedarfs- und Energieversorgungssituation und die mögliche Rolle der regenerativen Energiequellen etwas genauer beschrieben.

Am Fallbeispiel einer typischen Dorfstromversorgung, welche mittelfristig sicher einen sehr wichtigen Einsatzbereich mit großem Potential darstellt, wird diese Rolle am Beispiel der Windenergie verdeutlicht. Es werden abschließend einige Randbedingungen und Forderungen für den Einsatz von regenerativen Energietechniken angegeben.

2. Energieverbrauch der Entwicklungsländer

Wie sieht nun heute die Situation der Entwicklungsländer aus? In Tab. 1 sind (nach einer Klassifizierung der Weltbank) entsprechend dem pro-Kopf-Brutto-sozialprodukt alle Länder drei Gruppen zugeordnet worden. Danach zeigt sich der große Abstand der Industrieländer sowohl von den Schwellen- als auch von den Entwicklungsländern. Etwa 50 % der Weltbevölkerung verbrauchen heute nur 10 % des Primärenergieeinsatzes und können dabei nur ca. 5 % des Bruttosozialproduktes der Weltwirtschaft erarbeiten. Im pro-Kopf-Verbrauch an Energie bedeutet dies einen Unterschied um den Faktor 20. Dabei ist zu berücksichtigen, daß nicht nur die Daten einzelner Länder innerhalb dieser Gruppe stark schwanken, sondern daß auch die Verhältnisse innerhalb eines Landes extrem unterschiedlich sein können (internes Entwicklungsgefälle). Beispiele sind

Brasilien oder Indien mit sehr stark variierender Wirtschaftslage in unterschiedlichen Regionen. Für den Vergleich in der zeitlichen Entwicklung dieser Rahmendaten (Abb. 1) ist der absolute Maßstab der Darstellung wichtig. Berücksichtigt man für den betrachteten Zeitraum (1960-1979) das jeweilige mittlere Bevölkerungswachstum der drei Ländergruppen, so wird deutlich, daß selbst beachtliche Wachstumsraten (vor allem der Ländergruppe II, Fallbeispiel etwa Brasilien) der Wirtschaft durch den enormen Bevölkerungszuwachs aufgezehrt werden. Das Wachstum wurde hierbei meistens durch Nachvollzug der Wirtschaftsweisen der hochindustrialisierten Länder angestrebt. Es ist jedoch äußerst fraglich geworden, ob der immer größer werdende Abstand, d.h. die Abkopplung großer Teile der Volkswirtschaften auf der Erde vom gesamten Weltwirtschaftsgeschehen (dokumentiert durch Verschuldungskrisen, Rohstoffkrisen und Hungersnöte) jemals durch die bisherigen Konzepte aufzuheben sein wird. Die Energieversorgung ist dabei nur ein Indikator, wenn auch ein sehr wichtiger, und es müssen auch in diesem Bereich neue Konzepte angeboten werden. Der Einsatz und die Nutzung regenerativer Energiequellen für die heute noch in weiten Bereichen der unterentwickelten Länder dezentralen Wirtschaftsstrukturen bietet sich an.

Zusammen mit dem niedrigen kommerziellen Primärenergieverbrauch (Tab. 1) hat in den Entwicklungsländern die Nutzung nichtkommerzieller Energieträger (vorwiegend Brennholz) eine überragende Bedeutung. Die intensive Ausbeutung und die große Bedeutung des Waldbestands (Abb. 2) führen heute zu großen ökologischen und wirtschaftlichen Problemen. Um die Selbsterneuerungsfähigkeit dieser Regionen und damit auch den Energieträger Brennholz wirklich regenerativ zu erhalten, ist eine Substitution durch andere Energieträger erforderlich. Da Importe (fossiler Energie) aber oft eine Schlüsselbelastung der Entwicklungsländer und ihrer Wirtschaft darstellen, kommt der Nutzung heimi-

scher Energiequellen höchste Priorität zu. Wegen ihres weltweit vorhandenen großen Potentials (s. Abschnitt 4) werden in Zukunft deshalb regenerative Energietechniken für Entwicklungsländer eine überragende Rolle spielen müssen. Um sie geeignet in die Volkswirtschaften einführen zu können, müssen zunächst die genauere Verbrauchsstruktur, welche Ursache des Energiekonsums darstellt, diskutiert werden.

3. Energieverbrauchsstruktur und Determinanten

Auf die großen Unterschiede auch innerhalb einzelner Länder wurde bereits hingewiesen. Für die Einsatzanalyse regenerativer Energietechnik wurde deshalb eine statistische Strukturierung nach sog. Versorgungskategorien (Klaß) durchgeführt. Sie entspricht qualitativ auch den Gradienten zwischen Städten, Stadtregionen und kleineren Ortschaften bis zu rein ländlichen Gebieten. Es wurden vier Kategorien gebildet (Tab. 2), welche weltweit typische Versorgungssituationen darstellen und in allen Ländern gemischt auftreten. Deutlich werden folgende Trends: Verringerung des mittleren Einkommens bei wachsender Familien-/Haushaltsgröße bei sich verschlechternder Ernährung und geringerer Lebenserwartung. Der kommerzielle Energieverbrauch geht pro Kopf um zwei Größenordnungen zurück bei stark steigender Bedeutung nichtkommerzieller Energienutzung. In der Kategorie C, D spielt fast nur noch der Energiebedarf der Haushalte eine Rolle. Die Determinanten sind unmittelbar Kochen, Heizen, Beleuchtung (weitgehend Brennstoffe) sowie indirekter Verbrauch für Wasser (Förderung, Aufbereitung, Verteilung), Verkehr, Kommunikation. Die Nutzung der Energie erfolgt mit sinkendem Wirkungsgrad (in Kategorie D nur noch ca. 10 %, vielfach geringer). Ein Beispiel dafür stellt die Analyse der einzelnen Verlustmechanismen eines thailändischen traditionellen Holzkohleherdes dar. Von dem ursprünglich in Holz vorhandenen Brenn-

wert werden der eigentlichen Wassererwärmung nur ca. 3 % Energie zugeführt. Hier bestehen natürlich noch große Verbesserungsreserven (z.B. bei Holzkohleerzeugung Erhöhung des Wirkungsgrads von traditionell 15-25 % auf 30-70 % möglich). Der rationelleren Verwendung von Energie kommt daher in vielen Fällen neben der Substitution durch andere Energiequellen ähnliche Bedeutung zu. Da die Bereitstellung alternativer Energieträger (oder alternativ erzeugter Energieträger) meist in betriebswirtschaftlicher Hinsicht teurer ausfällt, sollten also die Möglichkeiten der rationelleren Nutzung von Energie unbedingt ausgeschöpft werden. Es ist eine wesentliche Aufgabe der Entwicklungshilfe, hier unter Berücksichtigung des sozialen und ökonomischen Umfelds einen ausgewogenen Einsatz von Technik zu erreichen.

Von erheblicher Bedeutung wird in Zukunft auch die dezentrale Stromversorgung sein. Wie Tab. 2 zeigt, ist hier ein entscheidender qualitativer Sprung bei der Entwicklung eines Versorgungsgebiets von Kategorie D nach C festzustellen. Mit der Erhöhung des Anschlußgrades von < 10 % auf eine Größenordnung von 10-40 % steigert sich der Verbrauch pro Abnehmer nur wenig, jedoch geht mit dieser Entwicklung eine Erhöhung des mittleren pro-Kopf-Einkommens um den Faktor 6 einher (die Diskussion um das Verhältnis von Ursache und Wirkung in diesem Fall ist gegenstandslos, weil sich diese Effekte gegenseitig bedingen, es kommt vielmehr darauf an, wie diese Veränderung überhaupt initialisierbar ist). Insgesamt stellt sich dieses Entwicklungsproblem für mehr als 1,6 Mrd. Menschen. Jede Möglichkeit dezentraler Stromerzeugung muß für diese Entwicklung genutzt werden. Die gleichzeitig relativ hohen betriebswirtschaftlichen Kosten der heutigen Versorgung dieser Gebiete (hauptsächlich Dieselgeneratoren mit Blockgrößen in der Größenordnung 100 kW und darunter) ließen bereits jetzt eine Reihe technischer Alternativen zu. Das

eigentliche Problem stellt hier die Anpassung der Technik an Bedingungen der Entwicklungsländer und die jeweils geeignete Markteinführungsstrategie dar.

Um die Daten der Tab. 2 noch etwas zu konkretisieren, sind in Tab. 3 noch Aufgaben über die Versorgungssituation ausgewählter Länder angegeben. Danach gab es z.B. allein in der Türkei noch 1972 nur einen Anschlußgrad von 35 % der Bevölkerung an eine Stromversorgung, und von 35600 Dörfern waren nur 6 % versorgt.

Der Anteil der Entwicklungsländer liegt heute über 10 % der Weltstromerzeugung, wobei die Wasserkraftnutzung sehr wichtig ist (Anteil über 44 % mit wachsender Bedeutung). Die intensive Nutzung und der Ausbau der Wasserkraft, gerade auch der kleineren Kraftwerksgrößen, ist in vielen Entwicklungsländern Teil der Entwicklungspläne. Die Kombination mit den anderen Nutzungspotentialen (Windenergie/Sonnenenergie, Biomasse) bietet sich an und könnte Teil einer Strategie der Entwicklungshilfe (natürlich stark abhängig von Standortbedingungen) sein. Die inhärente Speicherfähigkeit von Wasserkraft kommt hierbei dem ebenfalls inhärenten Speicherbedarf bei Sonn-/Windenergienutzung entgegen. Ein weiteres ist der steigende Bedarf an Wasser (Brauchwasser und Bewässerung), ebenfalls ein Schlüsselindikator für viele Entwicklungsregionen. Auch hier ist in vielen Fällen eine günstige Anpassung an die Nutzung lokal verfügbarer regenerativer Energiequellen möglich. (Dies dürfte vor allem für die Photovoltaik die geeignete Einführungsstrategie sein.)

Zusammenfassend läßt sich sagen, daß für die Entwicklungsländer ein großer Bedarf an der Erschließung heimischer und damit weltweit vor allem regenerativer Energiequellen besteht und daß diese Entwicklung mit großer Wahr-

scheinlichkeit nur über die Stärkung dezentraler Versorgungsstrukturen erfolgreich sein wird. Stromversorgung über kleine Netze stellt einen äußerst bedeutsamen Entwicklungsschritt dar und muß mit angepaßter Technik verwirklicht werden.

4. Nutzung regenerativer Energie

Sowohl unter dem Aspekt der Brennstoffbereitstellung als auch für Stromversorgung stellen die regenerativen Energiequellen Sonnenstrahlung/Wind/Biomasse jeweils ein großes Potential dar. Der in der Erdatmosphäre ständig ablaufende Energieumsatz ist heute etwa 10 000-fach höher als der anthropogene technische Energieumsatz. Eine genaue Schätzung der Nutzbarkeit dieses Energieflusses ist jedoch äußerst schwierig, da die klimatisch-geologischen Bedingungen örtlich sehr weit variieren und als Einstiegsmärkte der Anwendung ja zunächst ganz besondere, ausgewählte Bedingungen gefordert werden können. Günstig ist zunächst allgemein, daß abgesehen von Ballungsräumen eine niedrige Verbrauchsdichte vorliegt, welche jedes zentrale Versorgungssystem benachteiligt und die Nutzung dezentral vorhandener Energie begünstigt. Für alle genannten Energieformen existieren heute bereits vielfältige Nutzungstechniken, jedoch besteht noch ein Mangel an Betriebserfahrung und optimierten Anlagenkonzepten, speziell was in der jetzigen Einführungsphase die Kombination mit den konventionellen dezentralen Versorgungstechniken betrifft (z.B. photovoltaische Systeme oder Windenergiekonverter in Kombination mit Wasserkraft, Dieselgeneratoren). Für die Biomasse, welche ja meistens auch schon traditionell in der einen oder anderen Weise genutzt wurde. Hier besteht mehr das Problem, die Nutzung zu verbessern und ökologisch sinnvolle Kreisläufe zu etablieren.

Es sollen im folgenden nur die qualitativen Verhältnisse im Weltmaßstab dargestellt werden, die genauere Konkretisierung der Potentiale hat beim heutigen Stand nur für die Wasserkraftnutzung einen Sinn.

Für die Solarenergie gibt es ausgeprägte Regionen mit sehr hohen Einstrahlungswerten (in Abb. 3 durch Höhenlinien gleicher Sonnenscheindauer dargestellt), welche sich in einigen Regionen auch mit Gebieten höherer Wirtschaftsaktivität und Bevölkerungsdichte überlagern (z.B. Nordamerika, Mexiko, Nordostbrasilien, Südafrika, Naher Osten, Südeuropa, Mittlerer Osten). Da es sich meistens auch um Trockengebiete handelt, ist vor allem an eine Nutzung in Kombination mit der Wasserversorgung zu denken. Wie groß das Gesamtpotential ist, läßt sich vielleicht an folgendem verdeutlichen. In Abb. 3 ist in der Sahara ein Quadrat eingezeichnet, welches der Fläche entspricht, die bei 10 % Nutzungsgrad der dort einfallenden Sonnenenergie ausreichen würde, die gesamte heutige Nachfrage der Welt nach Primärenergie zu decken.

In Abb. 4 ist, im Zusammenhang mit der Biomassennutzung, die Weltkarte der jährlichen Kohlenstoffverbindung aus der Atmosphäre durch Pflanzenwuchs dargestellt. Hier ist naturgemäß ein stärkerer Trend zu äquatorialen bzw. tropischen Breiten festzustellen. Für eine intensive großräumige Nutzung von Biomasse kämen daher diese Gebiete bevorzugt in Frage (z.B. in Brasilien oder Zentralafrika). Dies ist nur eine sehr pauschale Feststellung, welche noch nichts über andere botanische oder ökologische Bedingungen aussagt. Sie stellt nur fest, welcher Umsatz bei wirklich regenerativer Nutzung größenordnungsmäßig möglich ist. Es ist zu beachten, daß im Weltmaßstab der solare Wirkungsgrad des Pflanzenwuchses unter 1 % liegt und daher die direkte technische Nutzung der Sonnenenergie für reine Energiezwecke wohl mehr Potential

besitzt. Dabei ist noch anzumerken, daß zwischen Biomasseproduktion und Sonnenscheindauer weltweit eine grobe Komplementarität besteht. Unter besonderen Umständen und in Verbindung mit anderen Nutzungsbereichen hat jedoch die Biomassenutzung eine erhebliche Bedeutung. Der noch auf lange Sicht geringe Energieverbrauch der Entwicklungsländer ergibt in sehr vielen Fällen auch ein gutes energetisches Nutzungspotential der Biomasse.

Für die Nutzung der Windenergie (ebenfalls Teil des gesamten klimatischen Energieumsatzes, ca. 10 %) läßt sich feststellen (Abb. 5), daß ausgeprägte Regionen (Küsten, Inseln, Gebirge, polare Breiten) für die Anwendung in Frage kommen.

Das Gesamtpotential der Nutzung hängt wegen der sehr starken Abhängigkeit der Leistung von der Strömungsgeschwindigkeit (in Abb. 5 als Jahresmittel der Windgeschwindigkeit dargestellt) auch extrem von der unteren Grenze der noch technisch-wirtschaftlich nutzbaren Windgeschwindigkeit ab. Kann für die Nutzung anfänglich noch auf ausgewählte Standorte mit günstigen Bedingungen zurückgegriffen werden, so ist für eine langfristige Erschließung des Potentials auch eine geeignete Technik zur Nutzung von Schwachwindgebieten nötig.

Als letztes, historisch jedoch primär genutztes Potential ist die Wasserkraft zu betrachten. Sie stellt einerseits den kleinsten Teil des klimatischen Energieumsatzes dar, ist jedoch als Energieform mit einer hohen Leistungsdichte günstig zu nutzen. Die Technik der Strömungsmaschinen selbst ist mehr als ein Jahrhundert erprobt und auch in kleinen Einheiten anwendbar. Für die Entwicklungsländer nimmt gegenwärtig die Wasserkraft wieder an Bedeutung zu, da hier in vielen Ländern eine landeseigene Produktion kleinerer

Maschinen möglich ist. Der entsprechende Know-how-Transfer ist Gegenstand vieler Entwicklungshilfeprojekte.

Das weltweite Potential (Tab. 4) der Wasserkraft liegt theoretisch in der Größenordnung von 50.000 TWh/a Stromerzeugung, jedoch können davon technisch nur maximal etwa 40 % genutzt werden, von denen wiederum praktisch heute nur 16 % genutzt werden. Insbesondere ist der Anteil der Regionen mit Entwicklungsländern (Asien, Afrika, Lateinamerika) an diesem Potential überproportional hoch und der Ausbaugrad dort gleichzeitig noch recht niedrig. Das anspruchsvollste Programm zur Nutzung der Wasserkraftreserven läuft in Brasilien, wobei bisher Großprojekte im Vordergrund stehen. Ökonomische, vor allem aber ökologische Restriktionen könnten jedoch hier, wie auch in anderen Ländern, die Entwicklung der kleineren Wasserkraftreserven eher wieder begünstigen. Insgesamt steht in einer ganzen Reihe von Entwicklungsländern ein großes, noch ungenütztes Potential zur Verfügung, dessen Nutzung, gerade bei kleineren Kraftwerkseinheiten (< 1 MW), auch die heimische Produktion fördern könnte.

Abschließend sind noch einige Anmerkungen zur technischen Nutzung der genannten Potentiale regenerativer Energie zu machen.

Ein wesentliches Kriterium jeder Energieversorgung, ihre Verfügbarkeit für den Verbraucher, ist sowohl für die Situation des Verbrauchers in Entwicklungsländern als auch für die Eigenart der regenerativen Energiequellen genau zu prüfen. Man kann in Entwicklungsländern in der Regel davon ausgehen, daß auch im vorhandenen konventionellen Versorgungssystem heute eine deutlich niedrigere Verfügbarkeit von Energie bzw. Leistung besteht (veraltete Anlagen, schlechterer Wartungsstandard) als auch wirtschaftliche Gründe

(Importbeschränkungen für Öl, schlechtere Infrastruktur für Transporte etc.). So haben in vielen Fällen dezentrale Dieselstationen lange Ausfallzeiten, wenn der Treibstoff ausgegangen ist, unbezahlbar ist oder der Transport nicht funktioniert. Hohe Versorgungssicherheit ist daher meist nur für zentrale Einrichtungen von großer wirtschaftlicher, politischer oder militärischer Bedeutung gegeben. Unter diesen Umständen können alternative Systeme im Grunde in diesen Ländern vor allem an Unabhängigkeit der Betriebsmöglichkeiten durchaus mit den zentralen Versorgungssystemen konkurrieren (bezüglich der Treibstoffversorgung müßten auch Dieselaggregate als quasi-zentral zu versorgendes System betrachtet werden). Zusätzlich sind in kleineren Versorgungseinheiten die Möglichkeiten einer Verbrauchersteuerung sehr groß und auch durchaus üblich. In der Regel ist der Anteil Verbraucher, die beschränkte Ausfallzeiten verkraften können, relativ hoch (Pumpen, Kühlung, Heizung, Beleuchtung). Für praktische Einsatzplanungen sollten die Systeme diese Option geschickt nützen, um die von Natur aus unsichere Verfügbarkeit regenerativer Energiequellen auszugleichen. Wenngleich die Speicherproblematik grundsätzlich vorhanden ist, so sind doch Entwicklungsstufen der Einführung regenerativer Technik denkbar, für welche die Speicherung nicht so wichtig ist. Bei reiner Treibstoffeinsparung ("fuel saver"-Betrieb) mit voller backup Reserve, etwa eines Dieselaggregats, ist das ohnehin gegeben. Für steigenden Leistungsanteil im Versorgungsnetz könnten dann zunächst die o.g. Möglichkeiten ausgeschöpft werden, bevor schließlich eine Speichertechnik eingeführt wird, welche auch die volle Leistungsbereitstellung aus regenerativer Energie zuläßt. Wirtschaftlich gesehen, gilt es, hier sehr sorgfältig die technischen Möglichkeiten im Zusammenhang mit der mikroökonomischen Situation des ausgewählten Versorgungsgebietes zu prüfen. Ist zum Beispiel noch keine Versorgung gegeben, so sind zwar in der Regel die Energiekosten auch konventionell hoch, jedoch ist der Einsatz komplizierter Technik nicht sinn-

voll (und auch kaum bezahlbar), wenn noch keine entsprechende Wirtschaftsstruktur als Abnehmer vorhanden ist. Hier wird man in der Regel mit der gezielten Deckung von Grundbedürfnissen (Wasserversorgung, Beleuchtung) bzw. einzelner Verbraucher (Pumpen, Betriebe, Nachrichtenstationen) ohne großen Speicherbedarf beginnen, um dann mit fortschreitendem Ausbau der Abnehmerstruktur auch die Leistungsbereitstellung zu verbessern.

Bei bereits vorhandener Versorgung (Wasserkraft, Diesel) kann zunächst Primärenergie gespart werden und schließlich auch Leistung ersetzt werden. Es soll hier noch einmal auf die günstige primäre Speicherfähigkeit von Wasserkraft hingewiesen werden, welche speziell in Verbindung mit der Nutzung von Sonnen- bzw. Windenergie günstige Versorgungslösungen ermöglicht. Mit oft geringem Aufwand (Bau kleiner Wehre, Staudämme) können z.B. Speicherkapazitäten geschaffen werden, welche dann sogar bis hin zu saisonalem Ausgleich in Verbindung mit Wind-/Solargeneratoren eine hohe Verfügbarkeit des Gesamtsystems ergeben.

5. Beispiel eines Entwicklungskonzepts mit Windenergie

Ausgangspunkt einer Fallstudie soll die Dorfstromversorgung in einem windgünstigen Gebiet sein. Es soll eine Dieselstation vorhanden und eine wirtschaftliche Basisaktivität gegeben sein. Die Daten entsprechen etwa dem oberen Bereich von Versorgungskategorie D. Die Versorgungsstrategie soll die Entwicklung zu einer Lage der Kategorie C als längerfristige Perspektive beinhalten. Die Daten sind als typisch für ein indisches Dorf anzusehen (Tab. 5). Die Grundbedürfnisse für 1000 Dorfbewohner würden einer landwirtschaftlichen Anbaufläche von etwa 300 ha, von denen 200 ha als bewässerungsbedürftig angenommen werden sowie einem Brennstoffbedarf von etwa 1000 t

Holz pro Jahr und einem Strombedarf von 600.000 kWh/a (30 % für Wasserpumpen, Bewässerung) entsprechen. Konventionell entspricht dies einer Leistung von etwa 150 kW Dieselgenerator. Wir nehmen nun an, daß die Strommenge zu 50 % von einem oder mehreren Windenergiekonvertern geliefert wird. Wenn 2000 h/a Benutzungsdauer (Nennlast) der Windanlagen erreicht werden (z.B. an einem Standort mit 5-6 m/s Jahresmittel der Windgeschwindigkeit), so sind 150 kW Generatorleistung der Windanlagen zu installieren. Steht eine Schätzung der vergleichbaren konventionellen Stromgestehungskosten zur Verfügung, so können die anlegbaren Investitionskosten ermittelt werden. (Für detailliertere Rechnungen muß natürlich das Gesamtsystem genauer betrachtet werden, insbesondere was Teillastwirkungsgrade und Nutzungsdauer betrifft.) Gehen wir von 0,30 DM/kWh reinen Betriebskosten aus (ein vergleichsweise sehr konservativer Ansatz der in ungünstiger Verkehrslage nicht nur in Entwicklungsländern meistens wesentlich überschritten wird) und setzen eine Annuität von 15 % pro Jahr für das einzusetzende Kapital voraus, so betragen die entsprechenden spezifischen Investitionen 4000 DM pro installiertem kW Windkonverterleistung. Dies sind Kosten, die in industrieller Fertigung für Anlagen dieser Größenklasse (z.B. DEBRA 25) erreichbar scheinen. Selbst ein etwas höherer Aufwand für Montage und Wartung bei Einsatz in abgelegenen Gebieten erscheint für den Einsatz solcher Anlagen kostengünstig (er wäre ja auch für das Vergleichssystem nötig). Ein anderer Ansatz unter Nutzung von Wasserkraft statt Dieselgenerator (wieder Windenergieanteil 50 % Stromanteil) führt zu ähnlichen Resultaten (die Erzeugungskosten hängen wie beim Dieselgenerator natürlich sehr stark von der angenommenen Lebensdauer der Anlagen ab; diese dürfte bei Wasserkraftanlagen am höchsten sein). Der für diese Leistungsbereitstellung erforderliche Wasserbedarf beträgt für 300.000 kWh/a sowie einer Fallhöhe von 50 m (Maschinenwirkungsgrad $\eta = 80\%$) ungefähr 2,8 Mio. Kubikmeter pro Jahr oder für jährlich 3000 Vollastbenutzungsstunden der Turbine, etwa

0,26 Kubikmeter pro Sekunde Durchfluß. Wird mehr Windenergie beigesteuert, so verringert sich der mittlere Fluß, jedoch wird dann ein Speicher erforderlich sein. Wäre z.B. eine Last von 100 kW über 240 Stunden vorzuhalten, so beträgt unter gleichen Annahmen das Speichervolumen des notwendigen Vorlaufbeckens ca. 200.000 Kubikmeter (was praktisch einer mehrwöchigen Speicherung entspricht).

Eine weitere Vertiefung der Rechnung wäre nur eine konkretere Fallstudie sinnvoll. Die Beispiele zeigen aber, daß sich hier sinnvolle Einsatzbedingungen für alternative Energieversorgungssysteme andeuten. Pilotprojekte dieser Art müßten erweisen, in welcher Richtung solche kombinierten Techniken weiterzuentwickeln wäre.

Abschließend soll noch angefügt werden, welche technischen Randbedingungen für den zukünftigen Einsatz von regenerativer Energietechnik in den Entwicklungsländern besonders zu beachten sind:

- leichte Integrierbarkeit der neuen Technik in vorhandene Infrastruktur für Stromversorgung, vor allem bei kleinen Inselnetzen (Diesel, Wasserkraft)
- einfache Transportierbarkeit und Montage
- hoher Anteil Komponenten mit Fertigungsmöglichkeit in Entwicklungsländern, möglichst auch dezentral
- einfache und übersichtliche Betriebssysteme, gut standardisiertes Schulungsmodell für Betriebspersonal im Entwicklungsland

- gute Wartungseigenschaften, die abgestufte Wartungspläne erlauben (Wartung vor Ort durch Betriebspersonal, grössere Wartungsintervalle für Hauptinspektionen durch besonders geschultes Personal einer Zentrale).
- leichte Austauschbarkeit von Komponenten, Standardisierung von Komponenten in breiteren Größenklassen der Anlagen

Im Bereich der wirtschaftlichen Umfeldler sind folgende Randbedingungen wichtig:

- Betreuung der Anlagen auch nach dem Kauf während einer Übergangsphase durch Entwicklungshilfeorganisationen
- Vermittlung günstiger Finanzierungsbedingungen über Zwischenfinanzierung durch Entwicklungshilfe (für den Lieferanten werden normale Verkaufsbedingungen geschaffen, für den Käufer, z.B. die Dorfkommune, wird ein auf die jeweilige Wirtschaftskraft abgestimmtes Finanzierungsmodell gesichert).
- Betreuung dörflicher Kommunen auch im Umfeld der Energieversorgung, z.B. Beratung bei Entwicklung einer geeigneten Verbrauchsstruktur (s. auch Möglichkeiten der Verbraucherregelung).
- Intensive Auswertung von entsprechenden Entwicklungshilfeprojekten auch in späteren Phasen.

6. Literaturangaben

- (1) Öffentliche Anhörung im Deutschen Bundestag
"Energieprobleme der Dritten Welt und Entwicklungspolitik"
Sten.Protok., Bundestagsdrucksache 714-2450, 1982
- (2) Weltbank, Weltentwicklungsberichte 1981/82/83 sowie diverse Publikationen
- (3) H.Klaiss, "Repräsentative Energiebedarfs- und Versorgungsstrukturen
zur Abschätzung der Einsatzmöglichkeiten regenerativer und konventioneller Energiesysteme" DFVLR, int. Bericht, Okt.1982
- (5) Prof.Bender et al.(ed.), Survey of Energy Resources,
11.World energy Conference, Munich, Sept.1980
- (6) GATE, Sonderenergieprogramm, Statusbericht Windenergie
Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)
Eschborn, 1980
- (7) W.Palz (ed.), European Wind Energy Conference, Hamburg 1984,
diverse Konferenzbeiträge

Tab. 1 Kennzahlen Entwicklungsregionen

(1979)

Region	Bev. (10^6)	BIP (10^9 \$)	BIP p.c. (\$)	EV (10^9 tSKE)
<u>I Industr.L.</u>	<u>1048</u>	<u>7961</u>	<u>7596</u>	<u>7.5</u>
Marktw.	697	6475	9290	5.5
Planw.	351	1486	4234	2.0
USA	224	2376	10607	2.8
<u>II Schwell.L.</u>	<u>985</u>	<u>1399</u>	<u>1420</u>	<u>1.2</u>
Brasilien	116	207	1784	0.12
Mexico	66	108	1640	0.11
<u>III Entw. L.</u>	<u>2260</u>	<u>520</u>	<u>230</u>	<u>1.1</u>
China/Indien	1624	373	230	0.96
Rest	636	147	230	0.14
<u>Welt</u>	<u>4293</u>	<u>9880</u>	<u>2301</u>	<u>9.8</u>

Daten Weltbank

Tab. 2 Versorgungskategorien

Daten nach /3/

	A	B	C	D
Typ	Verdichtg. gebiet	Abgegrenzt. Region	Lokales Versorg. gebiet	Einzelver- sorg. Dorf
Beispiel	Mitteleuropa Kairo Kalkutta	Inseln Kreta Einzelstadt	Kleinstadt Türkei Karibik	Dörfer Afrika Indien
Einkommen (DM/Ea)	7000	2000	300	50
Ernährung (Kcal/Ed)	3000	2500	2100	1900
Trinkwasserverbr. (l/Ed)	300	200	50	20
Bev. <15a (%)	20	30	40-50	45-55
Anteil Bevölkerung (10^9)	1,0	1.0	0,6	1,6
Energieverbrauch (kWh/E) ^{kommerz.} ^{nicht kom.}	40 000 1 500	15 000 2 000	3000 4000	400 4000
Nutzungsgrad (%)	35	30	20	10
Stromverbr. (KWh/Ea)	2000-600	500-3000	100-300	0-100
Anschlußgrad	90-100	30-90	10-40	0-10
Verbr.p.Abh. (KWh/Aa)	4000	4000	400	200
Blockgröße (MW)	100-1000	5-50	0,1-1,0	0,01-0,1
Netzverluste (%)	10	5-25	≥ 30	-
Kosten (Pf/KWh) Stromerzeugung	10-15	30-40	40-60	>50

Tab. 3 Elektrizitätsversorgung in EL

Daten aus /3/

Indien:	18 % der Dörfer \leq 1000 Einwohner (1973) Verbrauch ~ 150 KWh/Ea Bevölkerung $250 \cdot 10^6$ Verluste: 20 %
Elfenbein- küste:	ca. 20 % Bevölkerung versorgt (Hauptstadt 40 %, Land 10 %) Verbr. ~ 500 KWh/Ea
Türkei:	ca. 35 % Bevölkerung versorgt (1972) von 35600 Dörfern 6 % angeschl. Verluste: 15 %
Sudan:	ca. 10 % Bevölkerung versorgt (80 % aller Abnehmer in Karthum) Verluste: 22 %
Mexico:	25 % Bevölkerung in Gem. < 1000 30 % Bevölkerung in Gem. 1000-10000 } 40 % versorgt
Ägypten:	Land: 23 % Stadt: 65 % 42 % Bevölkerung versorgt (1980)

Tab. 4 Potential an hydraulischer Energie
(10^{12} kWh/a)

Region	(1) Ausgebautes Potential	(2) Im Bau	(3) Geplantes Potential	(4) Theoreti- sches Poten- tial	(5) Technisch nutzbares Potential	(6) Ausnutzungsfaktor %	
						theore- tisch (1):(4)	technisch (1):(5)
Afrika	0,151	0,047	0,201	10,118	3,14	1,5	4,8
Nordameri- ka	1,129	0,303	0,342	6,15	3,12	2,1	4,1
Latein- amerika	0,299	0,355	0,809	5,67	3,78	5,3	7,9
Asien (ohne UDSSR)	0,465	0,080	0,368	16,486	5,34	2,8	8,7
UDSSR	0,265	0,191	0,17*	3,94	2,19	6,7	12,1
Ozeanien	0,059	0,020	0,032	1,5	0,39	3,9	15,1
Europa	0,842	0,094	0,197	4,36	1,43	19,3	58,9
Gesamt	3,210	1,090	2,12	48,22	19,39	7,2	16,5

Daten aus /3/

* geschätzt

γ t t

77j

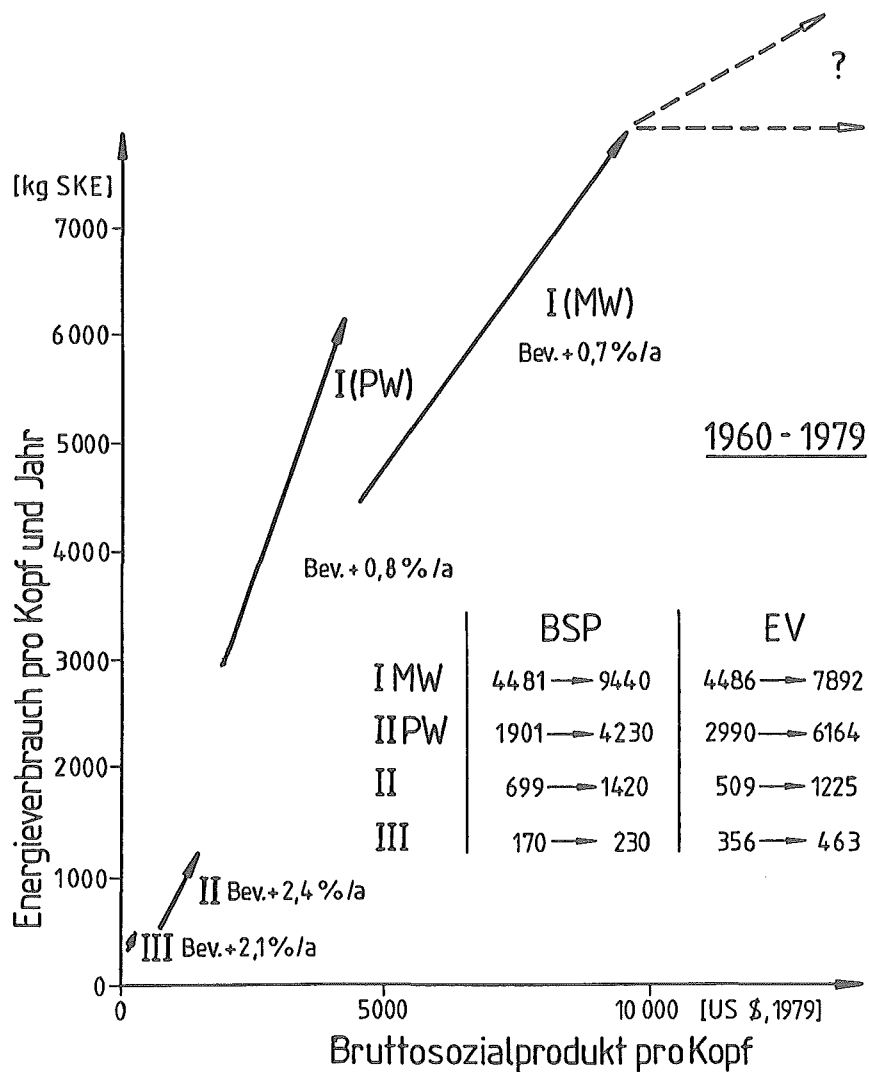


Abb.1 Entwicklung Energieverbrauch und Bruttosozialprodukt der Industrie- und Entwicklungsländer 1960-79
(Definition s. Tab.1, Daten aus /2,3/)

- I Industriestaaten (Markt-/Planwirtschaften)
- II Schwellenländer
- III Entwicklungsländer

Tab. 5 Fallbeispiel Dorfstromversorgung

Bevölkerung	1000 (typisch f. Indien)
Brauchwasserbedarf	50m ³ /Ea → 50 000 m ³ /a
Anbaufläche	3 Km ²
Bewässerung f. 2 Km ²	1 m ³ /m ² a → 2·10 ⁶ m ³ /a
Brennstoffbedarf	0,5 t SKE/Ea → 500 t SKE/a

Strombedarf:

Beleuchtung, KV, Kühlung	400 000 KWh/a
Brunnen, Bewässerung (~0,1 KWh/m ³)	205 000 "
	<hr/> 605 000 KWh/a

Leistungsbedarf:

Konventionell	150 KW
(Diesel/Wasserkraft)	(bei 4000 h/a Voll.)
(Zuzüglich ev. 100 % Reserve	150 KW)

Alternative Windenergie

Stromanteil: 50 %	300 000 KWh/a
Jahresmittel Windgeschw.	5,5 m/s
Nutzungsdauer WEK (Vollaststd.)	2000 h/a
Leistung	150 KW
"Fuelsaver"	~0,3 DM/KWh
(Teibstoffkosten 1 DM/l)	→ 90 000 DM/a
	(600 DM/a KW)
Investition (a=15% p.a.)	<hr/> 4000 DM/KW

77 k

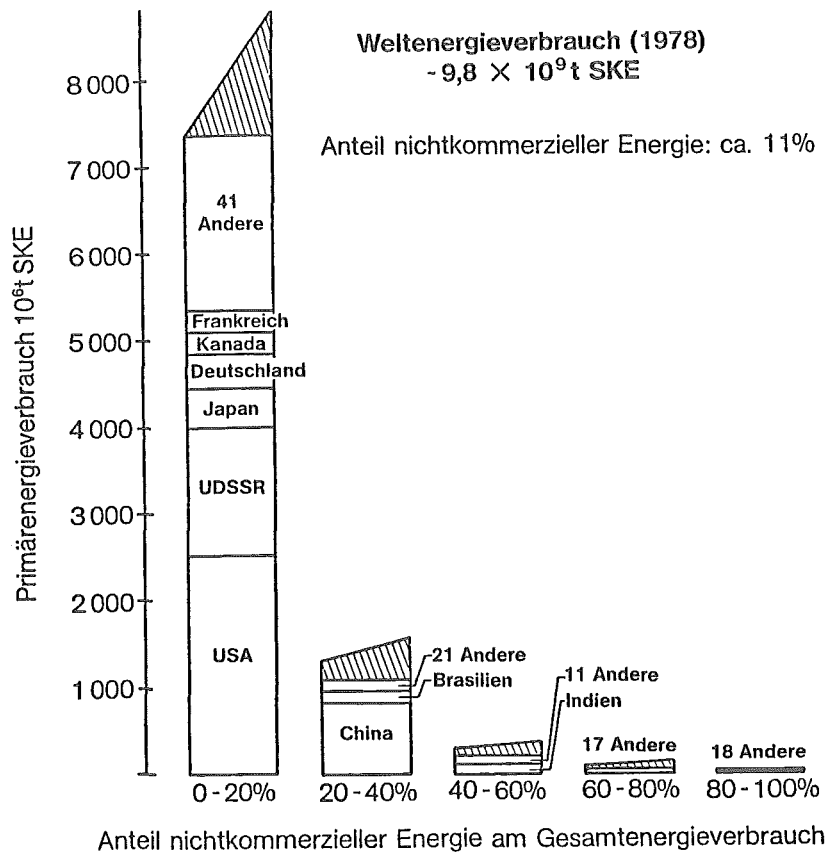


Abb.2 Anteil nichtkommerzieller Energieverbrauch bezogen auf den Primärenergieverbrauch/3/

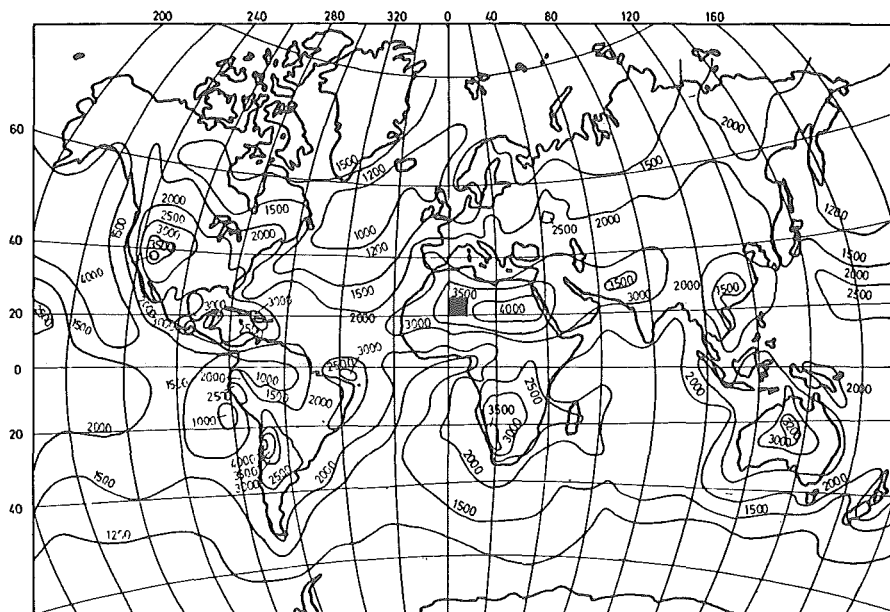


Abb.3 Weltkarte der Sonnenscheindauern (h/a) der Industrie- und Entwicklungsländer 1960-79 /5/

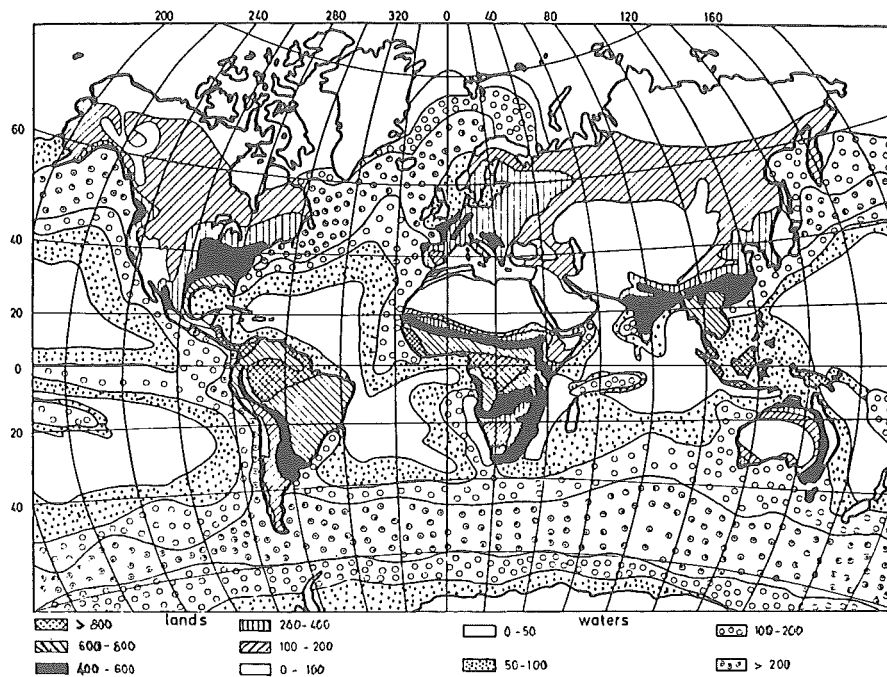


Abb.4 Weltkarte der jährlichen pflanzlichen Kohlenstoffbindung auf den Landflächen
(Ausbeute in g/m^2) /5/

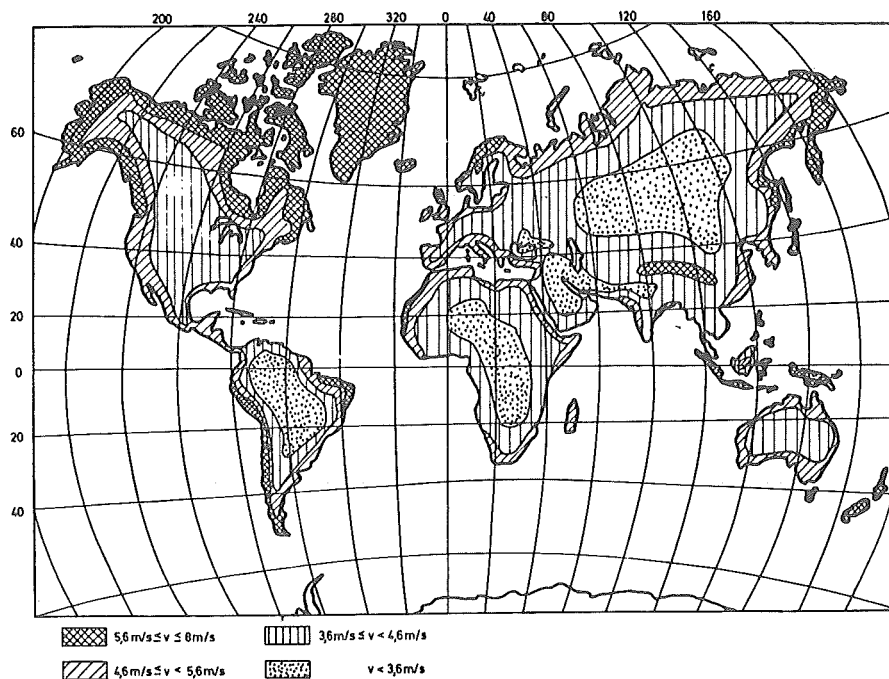


Abb.5 Mittlere jährliche Windgeschwindigkeiten auf der Landoberfläche (m/s) /5/

Eingriffe von außen

- Probleme und Schwierigkeiten der Entwicklungszusammenarbeit -

Hildegard Schürings, Frankfurt

Die folgenden Ausführungen basieren auf Erfahrungen, die ich als Entwicklungshelferin des Deutschen Entwicklungsdienstes während eines Zeitraums von fast fünf Jahren in einem sogenannten Entwicklungsland, in Rwanda, Zentralafrika, gesammelt habe. Im Rahmen dieser Entwicklungszusammenarbeit war ich zunächst ein Jahr in der Internatsleitung einer Mädchensekundarschule tätig, im Anschluß daran für den Aufbau, die Aus- und Fortbildung von Personal sowie die Entwicklung von Beratungsprogrammen für den präventiv-medizinischen Bereich im Rahmen von zwei ländlichen Gesundheitszentren verantwortlich.

Als Erziehungswissenschaftlerin möchte ich einige Aspekte der Entwicklungszusammenarbeit beleuchten, die nicht unbedingt von technisch orientierten Wissenschaftlern und Fachleuten gesehen werden. Es sollen exemplarisch Probleme und Schwierigkeiten im sozialen Umfeld aufgezeigt werden, die bei der Findung und Durchführung von neuen Programmen oder Projekten in einem sogenannten Entwicklungsland auftreten können. Dieses Aufzeigen soll nicht destruktiv sein und zu der Schlußfolgerung führen, jeder Eingriff und damit jede Entwicklungshilfe sei zum Scheitern verurteilt, aber es soll die Komplexität sozialen Lebens deutlicher werden.

Grundsätzlich gibt es m.E. unterschiedliche Ausgangspunkte, die bestimmen, welche Strategien bei der Findung und Durchführung eines Projektes eingeschlagen werden:

- Im Sinne des Modernisierungsansatzes wird vertreten, daß Entwicklung nur dann stattfinden kann, wenn die Bewohner der zu entwickelnden Länder moderner und besser funktionieren würden, modern heißt hier, daß sie die europäischen Modelle übernehmen. Dieser Ansatz wird in den euro-amerikanischen Ländern viel diskutiert und besonders kritisiert, steht jedoch m.E. weiterhin als Denkmuster hinter vielen Projekten, die in der sogenannten Dritten Welt durchgeführt werden.

- Mit dem Slogan "Hilfe zur Selbsthilfe" soll den Ländern ein eigener Entwicklungsweg eröffnet werden. Dieser geht vielleicht nicht mit dem europäischen konform, setzt jedoch an den Erfahrungen, Werten und Zielvorstellungen der Bevölkerung dieser Länder an. Dieser Ansatz wird hier häufig als wünschenswert angesehen, findet m.E. jedoch in der Realität kaum eine Umsetzung.

Die folgenden Beispiele sollen deutlich werden lassen, welche Ansätze häufig zum Tragen kommen.

Die Bedarfslage der Zielgruppen

Es ist zu fragen, wer will was einführen, verändern, verbessern? Wer führt z.B. eine Projektstudie durch, auf wessen Initiative geschieht dies? Sind es europäische Berater, nationale Eliten oder die eventuell anvisierte Zielgruppe, die bäuerliche Bevölkerung? Häufig wird von Außenstehenden ein objektiver Bedarf ermittelt, d.h. daß die Durchführung eines Projektes aufgrund der ökonomischen, meist volkswirtschaftlich betrachteten Situation als sinnvoll erachtet wird.

Aber - Entwicklungen betrifft Menschen und kann nur von ihnen getragen werden. Es ist also zu fragen, ob die betroffenen Gruppen tatsächlich ebenfalls diese Bedürfnisse haben. Trifft das vorgesehen Projekt ihre Bedürfnislage, oder ist es zu hoch angesetzt, oder entspricht es den Interessen einer bestimmten Gruppe? Sind die realen Probleme und Schwierigkeiten der Zielgruppe ermittelt worden? Wenn z.B. der rwandische Bauer und die Bäuerin damit beschäftigt sind, ihr Überleben von heute und morgen zu sichern, also genügend Nahrungsmittel für die Subsistenz zu produzieren, dann werden sie an alternativen Technologien, z.B. Biogas, die nicht unmittelbar zur Erfüllung ihrer Bedürfnisse beitragen, kein Interesse haben. Oder - wenn ich krank bin und Schmerzen habe, dann will ich, daß meine Krankheit geheilt wird und bin nicht an Präventivmedizin interessiert.

Es kommt darauf an, aus der Bedürfnislage heraus Ansatzpunkte für Veränderungen zu entwickeln. Die augenblicklichen Schmerzen müssen behoben werden, dann erst kann vermittelt werden, daß eine solche Krankheit in Zukunft durch verschiedene Maßnahmen verhindert werden kann.

Zum Beispiel sind in Rwanda die meisten Bewohner überzeugt, man werde mit Würmern geboren, diese seien durch Medikamente nur zu beruhigen. Man muß also versuchen zu erklären, aufzuzeigen, daß Wurmbefall durch entsprechende Hygiene verhindert werden kann, daß ein als unveränderlich angenommener Tatbestand veränderbar ist. Viele Rwander sind der Ansicht, Kwa-shiorkor (eine Protein-Mangel-Ernährung) sei durch Vergiftung verursacht. Wenn ich dieser Überzeugung bin, werde ich keinen Grund haben, die Nahrungsmittelzusammensetzung zu ändern. Es muß also den Betroffenen aufgezeigt werden, welches die Ursachen dieser Krankheit sind und welche Wege zur Heilung es gibt.

Vermittlung von Erfahrungen und Wissen

Gerade im technischen Bereich ist mir in vielen afrikanischen Ländern bewußt geworden, daß die Erfahrung im Umgang mit europäischer Technik bei den meisten Bewohnern nicht vorhanden ist. Häufig werden sie erst im Erwachsenenalter mit komplizierten technischen Geräten wie z.B. Radiorecorder, Autos u.a. konfrontiert.

So stand z.B. in der Schule, in der ich gearbeitet habe, ein altes Radiogerät aus den 30iger Jahren. Zufällig sprach ich mit einer Lehrerin darüber, daß so die ersten Radios ausgesehen hätten, und sie besunderte das schöne, große Gerät. Als ich erwähnte, es liege an der technischen Entwicklung, daß die heutigen viel kleiner seien und kleine Radiogeräte herzustellen, sei viel schwieriger als solche großen, war sie sehr erstaunt. Je größer, desto schwieriger sei die Herstellung eines Radios habe sie immer gedacht. Dieses technische Verständ-

nis, das wir im Laufe unserer Sozialisation erworben haben, muß ich vielen Bewohnern von Entwicklungsländern zunächst vermitteln. Das heißt nicht, daß sie nicht in der Lage wären, das gleiche Verständnis zu erwerben. Es muß nur eine besondere Sorgfalt darauf verwendet werden zu prüfen, welcher Kenntnisstand vorhanden ist, um daran ansetzen zu können.

In einigen ländlichen Regionen Rwandas stehen die Menschen häufig vor verschlossenen Türen, da sie keine Türklinken kennen. Die modernen Gebäude wie Gesundheitszentrum oder Gemeindebüro sind jedoch mit Türklinken versehen. Häufig sind Wasserhähne von öffentlichen Leitungen überdreht oder werden nicht zuge dreht, da das Prinzip unbekannt ist. Die Bewohner, die bisher Wasser aus der Quelle oder aus dem Fluß schöpften, sind mit Wasserhähnen nicht vertraut. Also muß ihnen diese Technik zunächst vermittelt werden.

Technische Geräte wie z.B. Autos werden häufig nicht gewartet oder so lange gefahren, bis sie kaum mehr oder nur mit hohem Kostenaufwand zu reparieren sind. In vielen Projekten werden Autos zur Verfügung gestellt, man lernt sie zu fahren, aber es wird nicht vermittelt, daß ein Auto auch gewartet werden muß. Dies gilt speziell dann, wenn keine ökonomischen Nachteile mit der Benutzung des Autos verbunden sind, wenn die Verantwortung jemand anderes als der Benutzer, z.B. die projekttragende Organisation, trägt.

Dagegen werden z.B. Taxis, die den Lebensunterhalt eines Kleinunternehmers garantieren müssen, sehr gut, mit viel Phantasie und technischem Geschick gewartet. Der Besitzer und Benutzer hat ein großes Eigeninteresse an der Funktionsfähigkeit des Wagens.

Durchführung von Projekten

Häufig stellt man während der Durchführung eines Projektes fest, daß die anvisierte gewünschte Verbesserung nicht ein-

tritt. Es werden Modifizierungen vorgenommen, aber häufig erst sehr spät. Dies kann Unwillen oder auch Ablehnung bei den Betroffenen erzeugen, sie werden für weitere Neuerungen weniger offen sein. So gab es zahlreiche Initiativen, angepaßte Herde einzuführen, die Brennholz einsparen sollten. Wenn diese Herde jedoch nicht richtig gebaut werden, verbrauchen sie mehr Brennholz als die traditionellen Herde, d.h. das Drei-Steine-Feuer. Oder sie sind in der Konstruktion so teuer, daß sich eine durchschnittliche Familie diese kaum leisten kann, auch wenn die Herde vorrangig mit lokalen Produkten erstellt sind. Subsistenzbauer verfügen jedoch nur über sehr geringe Geldmittel, die dringend für anderes gebraucht werden wie Schulgeld, Bekleidung, Gesundheitsversorgung, Hausreparaturen

Ohne ausreichende Reflektion und m.E. damit auch fehlendem Verantwortungsbewußtsein werden Projekte manchmal nicht weitergeführt oder inhaltlich umorientiert. So versuchte ein Projekt der FAO mit großem Einsatz, die Bauern zu bewegen, Erosionsschutzstreifen anzulegen. Nach zwei Jahren wurde das Projektgebiet als zu groß erachtet, der Aktionsradius eingegrenzt auf einige wenige Gemeinden mit dem Hinweis, in der bisherigen erweiterten Projektregion würde eine andere Organisation aktiv. Aber diese läßt auf sich warten. Meines Erachtens heißt dies, die Erwartungen und Anstrengungen der Bauern zu enttäuschen. Sie hatten angefangen, aktiv zu werden - ob sie es beim nächsten Mal nochmals werden, ist sehr fraglich. Wer garantiert ihnen, daß das nächste Projekt nicht auch wieder abgebrochen wird?

Der Widerstand, die Ablehnung der Bauern von Neuerungen wird häufig als Irrationalität bezeichnet. Meines Erachtens ist dies jedoch ein gesunder Widerstand, um das Überleben zu sichern. Der Subsistenzbauer kann sich große Risiken einfach nicht leisten, denn wenn ein Versuch fehlschlägt, dann hat er morgen vielleicht nichts zu essen. In jahrhundertelanger Erfahrung hat er gelernt, welches Verhalten, welche

Methoden zum Erfolg führen und welche nicht. Er ist sicher der größte Experte für seinen Acker, er weiß, wie er den Boden bepflanzen muß, damit er geschützt ist und trotzdem eine optimale Ernte abwirft. Sicherlich können Veränderungen eintreten, die seine bisherigen Strategien unangepaßt werden lassen. Dann müssen die neu vorgeschlagenen aber auch zum Erfolg führen.

All zu häufig hat man den Eindruck, die Länder der Dritten Welt seien eine "Spielwiese" verschiedener Institutionen und Organisationen, die von außen kommen und wenig reflektieren, welche Veränderungen sie hervorrufen und was sie zurücklassen. So wurde traditionell in Rwanda der Boden in Mischkultur bebaut; es waren die Europäer, die Monokulturen einführten und als modern und den Bodenbedingungen angepaßt nannten. Noch immer wird der größte Teil Rwandas in Mischkultur bewirtschaftet. Aber als "modern" werden Monokulturen bezeichnet; nun versucht ein deutsches Projekt den Bauern die Mischkultur oder den inzwischen so benannten ökologischen Landbau nahezubringen. Ist es erstaunlich, wenn der Bauer an der Vernünftigkeit der Vorschläge zweifelt? Häufig ist der Widerstand auch darin begründet, daß neue Methoden eine erheblich höhere Arbeitsbelastung bedingen. Es ist wichtig, bei Einführung arbeitsintensiver Maßnahmen gleichzeitig zu überlegen, an welcher Stelle kann man den Bauern entlasten. Bei der Anlage von Erosionsschutzstreifen geht Anbaufläche verloren, ein großes Problem, wenn der Boden knapp ist. Die Anlage erfordert viel Zeit ebenso wie das Pflanzen der Gräser, deren Pflege, das regelmäßige Schneiden, usw. Und wenn dem Bauern nicht verständlich gemacht wird, welchen Sinn die Gräben und Pflanzen haben, kommt es häufig dazu, daß solche Maßnahmen von oben mit Druck durchgesetzt werden. Sobald der Druck nachläßt und der Bauer inzwischen nicht erfahren hat, daß seine Arbeit einen Sinn hatte, wird er damit aufhören.

In Gesellschaften, in denen Projekte einen Wechsel von Subsistenzwirtschaft zu entlohnter Arbeit bedingen, ist es zwingend, daß die Lohnarbeiter genügend Lohn erhalten, um die Nahrungsmittel, die sie vordem in Subsistenz erwirtschaftet und verbraucht haben, nun auch käuflich erwerben können. Doch viele Teeprojekte zeigen, daß die gezahlten Löhne kaum ausreichen, um den Lebensstandard zu halten. Die stärkere Verbreitung von Geldmitteln bedingt zusätzlich eine Preisinflation für Nahrungsmittel. Mit dem Vorhandensein von monetären Mitteln werden neue Bedürfnisse geschaffen, die die Lebensqualität verbessern sollen. Die bereits für die Ernährung nicht ausreichenden Mittel werden z.T. für "Konsumartikel" wie Kleidung, Uhren, Radios, Fahrräder und Alkohol ausgegeben. Die Folgen sind u.a. eine Zunahme von Ernährungskrankheiten, insgesamt eher eine Verarmung der Bevölkerung.

Die Diskussion um die Berücksichtigung sozio-kultureller Faktoren wurde z.B. in der Bundesrepublik Deutschland ausgiebig geführt. Aber wie weit kann sich ein europäischer Experte von seinen gelernten Vorstellungen und lange internalisierten Normen distanzieren, wie weit kann er andere Werte und Verhaltensweisen als gleichwertig akzeptieren? Wie geht er um mit einem anderen Zeitbegriff, der seines Erachtens die Dinge nicht ausreichend schnell zu einem Ergebnis führen läßt? Für mich war es häufig erstaunlich, daß ein gewünschtes Ergebnis zwar Tage später als vorgesehen erst erzielt wurde, deshalb aber in keiner Weise schlechter war. Die mit europäischer Logik ausgedachten Schritte zur Zielerreichung müssen nicht universell gültig sein. Es gibt viele, aus unserer Sicht unkonventionell erscheinende Wege, die jedoch nicht besser oder schlechter, nur anders sind.

Muß der europäische Effizienzbegriff überall greifen? Effizienz heißt für Deutsche, z.B. eine möglichst große wirtschaftliche Leistung in möglichst kurzer Zeit zu erreichen. Effizienz in anderen kulturellen Zusammenhängen kann auch heißen, eine möglichst große Zufriedenheit (= soziale Leistung) aller Beteiligten in einer bestimmten Zeit zu erreichen.

Häufig werden die sozialen und ökonomischen Beziehungen zwischen den Geschlechtern verändert: Landwirtschaftliche Projekte schaffen meist Arbeitsplätze für Männer, obwohl in Afrika traditionell der größte Anteil der landwirtschaftlichen Aktivitäten von Frauen geleistet wird. Frauen waren und sind meist noch die Ernährerinnen der Familie. Sie übernehmen ca. 80 % der landwirtschaftlichen Arbeiten. Durch viele Projekte werden die Frauen heute in die Bereiche der Kinder- und Haushaltsversorgung zurückgedrängt. Ein wichtiger Einflußbereich ihres bisherigen Lebens, Ernährerinnen der Familie zu sein, wird ihnen entzogen. Dadurch, daß der Mann den Lohn erhält, werden sie zudem in finanziellen Angelegenheiten von ihm abhängig. Frauen verlieren somit an Eigenständigkeit, sie werden "demanzipiert".

Die Gründung von Genossenschaftsbanken hatte zum Ziel, durch die Vergabe von Krediten für den Kauf von verbessertem Saatgut, Feldbestellungsinstrumenten u.ä. die landwirtschaftlichen Anbaumethoden und Lebensbedingungen der Bauern zu verbessern. Der größte Anteil der Einlagen kommt von den Bauern, die jedoch die wenigsten Kredite erhalten. Der niedrigere Teil der Einlagen erfolgt durch Händler, Funktionäre und Lehrer. Letztere profitieren jedoch am meisten von der Kreditvergabe, da sie auch Sicherheiten bieten können. Bauern können dies meist nicht, vielleicht will ein Bauer diese Sicherheit gerade durch den Kredit erhalten, z.B. der Bau eines neuen Hauses, Das alte kann nicht als Sicherheit dienen; das Land, das die Familie bewirtschaftet, gehört ihr nicht, es ist Staatseigentum ...

Wenn Projekte nach einigen Jahren Laufzeit an die einheimischen Träger übergeben werden, sind die Folgekosten heute immer noch so hoch, daß die nationalen Institutionen kaum in der Lage sind, die Aktivitäten im gleichen Umfang fortzuführen. Meist fällt die gesamte finanzielle Unterstützung mit Weggang der ausländischen Experten ebenfalls weg. Gebäude und ein Fuhrpark müssen unterhalten werden; der Staat oder die Gemeinde können die Löhne der Arbeiter und Angestellten nicht übernehmen ... Diese Folgen nach Rückzug der Experten müßten vor Projektbeginn besser geplant werden.

Nicht geleugnet werden sollen hier die vielfach vorhandenen Widersprüche zwischen den einheimischen Eliten und den ländlichen Bevölkerungsgruppen. So sind die sogenannten Eliten häufig an westlichen Entwicklungsmodellen orientiert und betrachten oft die ländliche Bevölkerung, z.B. in Afrika ca. 87 % der Bevölkerung, als rückständig und dumm. Entwicklungshilfegebende Organisationen, die zunehmend stärker versuchen, an der Basis anzusetzen, stoßen dabei häufig auf den Widerstand dieser Eliten.

Letztere lehnen auch z.B. alternative Technologien ab, indem sie den Industrieländern vorwerfen, sie wollten den Entwicklungsländern den Fortschritt und damit hochwertige Technologien vorenthalten. Der hier in der Bundesrepublik erfolgte Diskussionsprozeß kann von den nationalen Gruppen kaum nachvollzogen werden. In Europa sind wir sehr viel stärker als in den Ländern der Dritten Welt mit der Begrenzung der Ressourcen und ökologischen Problemen konfrontiert.

Industrie- und Entwicklungsländer als Partner?

Wir sprechen mit den Bewohnern der sogenannten Entwicklungsländer bis heute keine gemeinsame Sprache; dies ist jedoch, wenn ich den anderen als Partner sehen will und einen Dialog führen will, unabdingbar. Folglich muß derjenige, der einen ehrlichen Dialog will, Wege und Mittel suchen, um zu einer Verständigung zu kommen. Ich bin davon überzeugt, daß zwei, drei oder auch vier Wochen Aufenthalt von Gutachtern und Experten zur Erstellung von Studien kaum ausreichen, um miteinander in einen Dialog zu treten. Fraglich muß hier bleiben, ob ein ehrlicher Dialog von den Industrieländern gewollt wird, oder ob sie einen Dialog nur soweit führen wollen, so lange er ihren Interessen entgegenkommt.

Sicherlich hat es innerhalb der deutschen Entwicklungshilfeorganisationen auch eine Entwicklung gegeben. So werden heute stärker sozio-kulturelle Faktoren in die Projektplanung und -durchführung einbezogen. Trotzdem besteht weiterhin zwischen dem in der hiesigen entwicklungspolitischen Diskussion formulierten Anspruch und der Realität der Durchführung von Projekten in den Entwicklungsländern eine riesige Diskrepanz. Wie weit diese je zu überbrücken ist, sei dahingestellt.

Sicherlich sind Fehler nie zu vermeiden, aber es scheint mir unabdingbar, unsere Lernprozesse nicht allein auf Kosten der Bevölkerung in den Entwicklungsländern stattfinden zu lassen. Bevor ein Projekt durchgeführt wird, sollten möglichst viele Rahmenbedingungen und Faktoren geprüft werden, damit die Länder der Dritten Welt weniger zu einer "Spielwiese" der Industrieländer werden.

Es sollte hier die Vielschichtigkeit eines Eingriffs, wie immer dieser auch aussehen mag, in Jahrhunderten entstandene Strukturen, Denkweisen, soziale Beziehungen, ökonomische Kreisläufe aufgezeigt werden.

Während der fast fünfjährigen Tätigkeit in Rwanda habe ich täglich Neues dazugelernt, wurde ich immer wieder mit Verhalten konfrontiert, das mir fremd war, ich häufig nicht verstehen konnte. Aber ich mußte und wollte es akzeptieren und dies ist m.E. wichtig für jede Tätigkeit und jeden Eingriff in uns fremde Strukturen, zu akzeptieren, daß europäische Werte, Zielvorstellungen und Verhaltensweisen nicht universell gültig sind, sondern daß es andere Werte, Normen und Entwicklungswege gibt, die den europäischen Vorstellungen gleichwertig sind. Nur dann kann ich den Regierenden und Regierten in den Entwicklungsländern auch als Partner begegnen.

Entwicklungshilfe und traditionelle Nutzung der Windenergie

Tilman Schiel

Einfachstechnik und "angepaßte" Technologie: kein Widerspruch?

Unter der Voraussetzung, daß Naturwissenschaft und Technologie reichhaltig repräsentiert sein würden, wurde der Schwerpunkt dieses Beitrags anders gesetzt: Statt des Blickes von "oben", von den höchsten Gipfeln computergesteuerter Spitzentechnik, wird eine Sichtweise "von unten" versucht. Der Fokus liegt auf einfachen Techniken, aber auch auf ihrer Nutzung an der Basis. Anhand von Beispielen ohne jeden technischen Anspruch sollen einfache Formen ganz alltäglicher, unscheinbarer Nutzung von Energie dargestellt werden. Wer einfach mit einfältig verwechselt, dem mag das alles vielleicht naiv und trivial erscheinen. Vorsicht ist jedoch angebracht, es gibt eine Reihe guter Gründe für die Auswahl gerade von technisch anspruchslosen Beispielen für diesen Beitrag.

Der erste Grund wurde bereits angesprochen: technischer Sachverstand ist ja bereits reichlich vertreten - wer daran interessiert ist, wird sowieso auf seine Kosten kommen. Die Stärke einer kulturanthropologisch informierten Entwicklungssoziologie liegt dagegen auf einer Betrachtung komplexer soziokultureller Zusammenhänge: dabei zeigt sich immer wieder, daß selbst geringfügig erscheinende technische Neuerungen oft schwerwiegende Konsequenzen in unvermuteten Bereichen haben können. Ein erstes Beispiel, das gleich folgen wird, kann dies eindrucksvoll belegen.

Doch vorher noch ein zweiter Grund für die Auswahl dieser simplen Beispiele: Sie beziehen sich durchweg auf die Nutzung von Energie als einem freien Gut, das, eben weil es frei ist, also nichts kostet, auch für die Ärmsten verfügbar ist, das also für nicht eben die geringste der Zielgruppen der Entwicklungshilfe eine vitale Bedeutung hat. Dies kann sich schnell ändern, wenn technische Neuerungen die Einfachst-Technik ersetzen: Weil der technische Aufwand, der Voraussetzung für die Energienutzung ist, größer wird, verliert Energie den Charakter eines freien Guts - sie hat auf einmal ihren Preis. Daß dies keineswegs nur eine Folge dramatischer Entwicklung modernster Großtechnologie sein muß, wird das erste Beispiel demonstrieren, das allerdings noch nicht aus dem Bereich der Windenergie ist, wiewohl auch dem Bereich der "alternativen" Energieerzeugung zuzurechnen. Die Ausgangslage war folgende: In einem Gebiet in Nordindien war Bodenerosion zu einem großen Problem geworden. Diese Erosion war die Folge zunehmender Entwaldung durch Abholzung, um so Brennholz zu gewinnen bzw. mehr noch den Rohstoff für die Holzkohleherstellung. Holzkohle, als der dortige Hauptenergieträger, war durch diese Entwaldung bereits knapp und daher auch teuer geworden. Die Entwaldung wurde weiterhin verstärkt durch die Nutzung der Biomasse des Waldbodens zur Düngung der Getreidefelder. Für diese zweifache Bedrohung des Waldbestandes wurde eine angemessene Lösung gesucht und in einer Anlage mit Doppelnutzen anscheinend auch gefunden: Eine Biogasanlage wurde gebaut, die neben Brennstoff auch hochwertigen Dünger liefern sollte. Der Erfolg war auf den ersten Blick sehr ansehnlich: Die viehbesitzenden Bauern gingen dazu über, den Dung (und andere organische Abfälle) zu sammeln und der Gasanlage abzuliefern, weil sie dadurch günstige Lieferbedingungen für Gas und Dünger erhielten. Diese Bauern hatten nun in der Tat eine billigere Alternative zur Holzkohle und Zugang zu einem Düngemittel, das verwendungsnah zur Verfügung stand und sehr hochwertig war.

Die Anlage war augenscheinlich ein Paradebeispiel, da sie mit lokalen Rohstoffen arbeitete und einen lokalen Bedarf befriedigte, also sowohl durch forward- als auch durch backward-linkages voll in die örtliche Wirtschaft eingegliedert war. Es gab auch einige spin-off-Effekte durch Anleitung zu besserer Viehhaltung (Stallviehhaltung zur Erleichterung des Dungsammelns, neue Futtersorten) und rationeller Düngerausbringung. Dennoch hatte die Sache einen dicken Haken: Die Ärmsten der Armen waren von ihren kostenlosen Energiequellen abgeschnitten. Der Forstschutz war so verbessert worden, daß Holzsammeln kaum noch möglich war. Aber schlimmer noch - der Hauptbrennstoff der ganz Armen war früher getrockneter Kuhmist gewesen. Der stand nun nicht mehr als freies Gut zur Verfügung, da damit die Biogasanlage beliefert wurde. Das Gas nun - so billig es im Vergleich zur Holzkohle war - hatte seinen Preis, zumal zu seiner Nutzung ein Brenner notwendig war, also für arme Leute eine erhebliche Investition nötig machte.

So geglückt also auf der Ebene einer hochaggregierten Betrachtungsweise das Projekt war - schließlich produzierte es billige, hochwertige Energie und ebensolche Düngemittel - so problematisch erwies es sich bei einer sozial differenzierenden Betrachtungsweise. Das Beispiel zeigt schon das Problem, daß bereits auf technisch einfacher Ebene Neuerungen von beträchtlichen soziokulturellen Auswirkungen begleitet sein können: Die Verachtung, die in manchen Gesellschaften bestimmten Tätigkeiten wie dem Abfallsammeln entgegengebracht wird, sichert auf der anderen Seite auch den diese Tätigkeit Ausübenden den Zugang zu bestimmten Rohstoffen. Sobald durch technische Neuerungen "Abfälle" auch in den Augen "Höherstehender" zu wertvollem Rohstoff werden, stehen diese den Verachteten nicht mehr frei zur Verfügung: Den Makel des Verachtetseins werden sie zwar nicht los, dafür aber den früher damit verbundenen Zugang zu freien Rohstoffen.

Nach diesem Beispiel noch einmal zurück zu den Gründen für die Benutzung technisch anspruchsloser Beispiele. Zu den genannten Gründen für einfache Beispiele der alltäglichen Nutzung von Energie kommt noch ein weiterer: "Primitive" Technik ist nämlich nicht gleichzusetzen mit primitiver Technologie, wenn man Technologie, wie in soziokulturellen Denkansätzen, als eine Einheit von materieller Technik und dem entsprechenden Wissen um Herstellung, Einsatz, Verfügbarkeit bzw. den Fertigkeiten in den jeweils entsprechenden Kulturen sieht. Diese Kombination von Technik und Fertigkeiten, oder modern ausgedrückt von hardware und software, kennt aber nicht selten ein inverses Verhältnis beider Komponenten zueinander: Einfache Technik, d.h. einfache hardware, war häufig kombiniert mit einem subtilen Wissen um die Bedingungen ihrer Anwendung bzw. um die Naturbedingungen für ihre Anwendung, also mit raffinierter software.

Aber auch das Umgekehrte galt oft, wie insbesondere in der ersten industriellen Revolution sichtbar wurde: Rapide technische Entwicklung kann entsprechendes Wissen beeinträchtigen und sogar verdrängen, weil es scheinbar überflüssig wird. Die Folge der industriellen Revolution in Europa führte bei allem technischen Fortschritt daher auch zu einer "De-Akkumulation" von Wissen auf vielen Gebieten und in vielen Bereichen. Dies ist wiederum insbesondere bei einer sozial differenzierenden Betrachtungsweise von Bedeutung in schichtspezifischer Hinsicht: Technische Entwicklung führte oft zu wachsender Ungleichverteilung von Wissen, zu wissensmäßiger Verarmung auf der einen Seite, zu neuen Bildungseliten auf der anderen. In anderen Worten: technischer Fortschritt entwertet das Wissen um "Volks-technologien" und ersetzt es durch Wissen, das nur Experten zugänglich ist. Eine solche Möglichkeit des Wissensverlustes infolge der Substitution von "primitiver" durch fortschrittliche Energienutzung ist neben einer ökonomischen Bilanzierung ebenfalls zu berücksichtigen.

Windenergie im alltäglichen Einsatz: Fallbeispiele

Unter diesen Gesichtspunkten werden hoffentlich die folgenden Beispiele trotz ihrer Alltäglichkeit nicht mehr trivial erscheinen. Der erste "Block" von drei Beispielen betrifft die wohl ursprüngliche Nutzung von Windenergie als kostenlosem Mittel zur Klimatisierung des Wohnbereichs.

Bei einer Vorbereitung auf einen Aufenthalt in Zentraljava stößt man schnell auf die Tatsache, daß intensive Landwirtschaft in Verbindung mit hohem Bevölkerungswachstum diese Gegend weitgehend entwaldet hat. Um so erstaunter ist man dann, wenn man, etwa bei einer Eisenbahnfahrt, zahlreiche anscheinend dicht beieinander liegende kleine Waldstücke zu erkennen glaubt. Kommt man diesen allerdings näher, so stellt man fest, daß es sich keineswegs um Wälder handelt: vielmehr entpuppen sie sich als menschliche Siedlungen! Letztere bilden gewissermaßen ein besonderes künstlich angelegtes Baumbiotop, das intensiv auf das vielfältigste genutzt wird: eine - und nicht die unwichtigste - Nutzung ist die der Klimatisierung durch Schatten: Durch die damit entstehende Differenz zwischen Binnen- und Außentemperatur wird ein beständiger Luftstrom erzeugt, der weiterhin zur Kühlung beiträgt. Insgesamt entsteht so ein mikroklimatischer Effekt, der als äußerst angenehm empfunden wird, wenn man eine solche Siedlung betritt.

So einfach diese Klimatisierung erscheint, so optimal ist dennoch ihre Wirkungsweise: so "schaltet" sie sich sogar von selbst ab, wenn die Sonne untergeht und solch eine Siedlung zur Abendruhe kommt, d.h. der tagsüber beständig zu spürende Luftzug läßt abends automatisch nach. Erkältungen (die in den Tropen wesentlich häufiger vorkommen als man gemeinhin annimmt), wie sie selbst bei Einsatz von einfachen Ventilatoren, erst recht aber fast zwangsläufig beim Einsatz elektrischer Klimaanlage auftreten, findet man in solchen Siedlungen viel seltener. Außerdem harmonisiert diese traditionelle Klimatisierung sehr gut mit einer leichten, einfachen und billigen Bauweise aus Baustoffen, die ebenfalls diesem Baumbiotop entnommen werden: neben einigen

Holzbalken, meist einfachen Baumstämmen, bestehen diese Häuser überwiegend aus dichten Flechtwänden, die aus gespaltenem Bambus hergestellt werden. Im Zuge der Grünen Revolution gab es eine Phase, in der diese Siedlungsweise durch übertriebene Rationalisierungssucht bedroht war. Insbesondere durch die schlechten Erfahrungen, die in Transmigrationsdörfern außerhalb Javas gemacht wurden, wurde zum Glück von dieser Art "Modernisierung" der Lebenswelt abgesehen.

In ihrer Wirkung vergleichbare Nutzungsarten der Windenergie gibt es aber auch im städtischen Bereich. Hier wird noch schlagender deutlich, daß scheinbar triviale Ursachen bedenkliche Wirkungen haben können: Der bis in die Nachkriegszeit hinein vorherrschende städtische Haustyp ("traditionell" kann man ihn sicher nicht nennen) macht die sich in manchen Teilen Jakartas fast ständig wehende Seebrise zunutze. In der Dachkonstruktion waren Be- und Entlüftungsschlitze angebracht, durch welche diese Brise beständig ziehen konnte. Der Dachraum diente nicht als Speicher, sondern nur zum Kühlhalten der Wohnräume darunter. Heute werden dagegen Gesichtspunkte von Repräsentation und Prachtigkeit beim Bau von Häusern für die Wohlhabenden weit höher bewertet als die vorher genannten Gesichtspunkte der Zweckmäßigkeit. Das Resultat ist nun, daß diese neuen repräsentativen Villen nur durch Einsatz moderner Klimaanlage bewohnbar sind. Kostenlose Windenergie wird also durch elektrische Energie substituiert und die ist sehr teuer: Wie mir eine indonesische Kollegin schrieb, siedelte sie in ein Haus des alten Typs um, weil in ihrem früheren Haus der neuen Bauart die Stromrechnung nicht zuletzt durch Einsatz von Klimaanlage auf über 1.000,- DM pro Monat angestiegen war.

Das dritte Beispiel in dieser Gruppe ist besonders traurig, weil hier der Verlust einer Klimatechnik zu beklagen ist, die durchaus als ausgeklügelt zu bezeichnen ist: Geographisch ist allerdings ein Wechsel nötig in den Iran des letzten Schah Reza Pahlevi. Unter diesem Autokraten wurde ja eine sehr insensitive Stadterneuerungspolitik durchgesetzt. Dabei gingen alte Bauarten mitsamt ihrer Klimatechnik verloren. Früher wurden auf den

Flachdächern der alten Lehmhäuser Windhuzen (vergleichbar den tubaförmigen Lüftungsöffnungen auf Hochseeschiffen) in Hauptwindrichtung aufgesetzt, um den Wind in das Hausinnere zu lenken. An der Deckenöffnung des Windeintritts befand sich ein Rost aus Flechtwerk, auf den Textilreste oder vegetabile Abfallstoffe wie Stroh gelegt wurden. Indem diese feucht gehalten wurden, wurde der eintretende Wind gekühlt und die Luft angefeuchtet, also ein ausgezeichneter Klimatisierungseffekt erzielt.

Durch die forcierte Modernisierungspolitik wurden nicht nur die Häuser diesen Typs beseitigt, sondern, wie mir ein Kollege, der die Islam-Abteilung des Linden-Museums Stuttgart leitet, mitteilte, auch das entsprechende Wissen: Er fand niemanden mehr, der für sein Museum entsprechende genaue Informationen hätte liefern können - oder wollen, da auch damit zu rechnen ist, daß solche großangelegten Modernisierungskampagnen das traditionelle Wissen als rückständig diskriminieren, so daß potentielle Informanten sich schämen, solches weiterzugeben. Die Folgen sind beträchtlich: Nicht nur der Verbrauch von elektrischer Energie wirkt sich kostensteigernd aus, sondern man kann - wie auch in Jakarta - ein signifikantes Ansteigen der Bronchialerkrankungen bei Benutzern von modernen Klimaanlage feststellen.

Der Einsatz der traditionellen Windenergie zu Klimazwecken kann als durchaus effizient angesehen werden. Die Beispiele zeigen, daß der Ersatz durch moderne Technik einer vorherigen genauen Prüfung bedarf. Es stellt sich die Frage, ob statt einer Verdrängung der traditionellen durch moderne Technik nicht eine Weiterentwicklung der ersteren bzw. nur eine Ergänzung durch die letztere erfolgen sollte.

Traditionelle und moderne Energienutzung: ein Beispiel für symbiotische Einsatzmöglichkeiten

Bevor ein abschließendes Resümee versucht wird, soll noch ein positives Beispiel Hinweise dafür geben, wie eine Symbiose von Tradition und Moderne möglich ist: Ein Teilprojekt (durchgeführt von Prof. Evers, dem Leiter des Gesamtprogramms) des Forschungs- und Ausbildungsprogramms Südostasien des Forschungsschwerpunkts Entwicklungssoziologie der Universität Bielefeld beschäftigt sich mit den traditionellen Handelsnetzen, wie sie seit mindestens 1500 Jahren in Südostasien bestehen. Dabei wurde ein überraschendes Maß an Kontinuität selbst unter Bedingungen rapiden Wandels sichtbar: Nicht nur die angesteuerten Häfen, Schiffsrouten und teilweise selbst die Art der transportierten Güter (Gewürznelken von Ost nach West, Luxusgüter in die Gegenrichtung) blieben im interinsularen Verkehr Indonesiens weitgehend gleich, sondern auch die für Transportzwecke genutzte Energie.

Dieser Seetransport zwischen den Inseln Indonesiens, aber auch bis Singapore, den Philippinen etc., wird immer noch, trotz moderner Konkurrenz, zu einem beträchtlichen Teil von Segelschiffen geleistet. Nach anfänglich beträchtlichem Aufwand, diesen Transport zu modernisieren, ist man seit der Ölkrise und ihren Folgen sensibler für solche traditionellen Methoden geworden und hält sie nicht mehr von vornherein für rückständig. Allerdings versuchte man dann einen Modernisierungsweg, der nicht das Vorhandene verdrängen, sondern verbessern sollte: Obwohl eine große Zahl von Schiffseignern von sich aus bereits vorher diese Motoren verwendet hatten, hielt man die Motorleistung der meisten Segler für unzureichend. Man versuchte daher, die Schiffseigner zu überzeugen, leistungsfähigere Motoren einzusetzen. Der Erfolg war nicht umwerfend, und wir glauben zu wissen warum: Nicht Kapitalmangel oder konservative Einstellung war die Ursache. Vielmehr sieht die Strategie dieser seefahrenden Gruppen anders aus, wenn man sie nicht unter Maximierungsgesichtspunkten betrachtet. Durch den bereits vorher erfolgten Einsatz von relativ schwachen "Flauten-

schieben" war nämlich bereits ein Optimierungseffekt erreicht worden: In der Regel war ja ausreichender Segelwind vorhanden, wenn man das traditionelle Wissen um die sogenannten "trade winds" nutzte. Der begrenzende Faktor waren daher sowohl die gelegentlich auftretenden Flaute als auch die gelegentlichen Stürme, die den Einsatz von Segeln nicht mehr zuließen. In diesen Fällen konnte man mit dem Einsatz von Hilfsmotoren Schwachpunkte beseitigen. Mit relativ geringem Einsatz von Kapital und vergleichsweise noch geringerem Einsatz fossiler Energie konnte man sowohl die durchschnittliche Reisedauer optimieren als auch die Zuverlässigkeit des "Fahrplans" beträchtlich steigern. Aus dieser Perspektive wäre eine weitere Steigerung der Motorleistung mit unverhältnismäßig hohen Mehraufwendungen verbunden gewesen. Aus der Sicht ihrer eigenen Bedürfnisse hatten diese Seefahrer eine angemessene Strategie entwickelt, die sie abstrakten Maximallösungen vorzogen.

Sozial angemessene statt "angepaßter" Technologie: Hinweise auf mögliche Modernisierungsstrategien

Versuchen wir nun, aus diesen Beispielen einige Schlußfolgerungen zu ziehen: Entwicklungspolitisch sinnvoller Einsatz von Windenergie ist nicht unbedingt auf den high-tech-level beschränkt. Dies bedeutet nicht, daß eine Entwicklungsstrategie dieses Bereichs den unterentwickelten Ländern vorenthalten bleiben sollte. In der Tat haben ja die Entwicklungsländer ein berechtigtes Interesse, daß auch sie an modernsten Technologien partizipieren. Nur für den praktischen Einsatz in großem Stil reichen weder die eigenen Kapazitäten noch die eigenen Mittel der Entwicklungsländer. Auf dem Gebiet der high-tech muß also ein Langzeitprogramm erst Voraussetzungen in den Entwicklungsländern schaffen, für den alltäglichen Einsatz von Technologie dagegen sind andere Wege nötig.

Im Bereich alltäglicher Probleme ist eine "moderne" Lösung daher nicht automatisch auch die optimale. Vielmehr ist im Gegenteil auch darauf zu achten, daß nicht der Einsatz fortgeschrittenster Technik im Gefüge eines soziokulturell bestimmten Technologiesystems zu einem Verdrängungswettbewerb mit traditionellem know-how führt: Traditionelles Wissen sollte gerade durch eine wirklich angemessene Technologie mit einbezogen werden und dadurch auch zu einer wechselseitigen Bereicherung führen.

Die Einbeziehung bereits vorhandenen Wissens in den Prozeß der alltäglichen Problemlösungen kann selbst schon ein Ansatz zur Lösung eines wichtigen Problems sein: Ein ungeprüftes Axiom in der gängigen Entwicklungstheorie besagt, daß Entwicklungsmaßnahmen dadurch behindert werden, daß auf der Dorfebene kein technisches Wissen vorhanden wäre. Dies letztere würde sich auf die Städte konzentrieren. Dies ist nur insofern richtig, als es sich gewissermaßen auf DIN-genormtes Wissen bezieht. Berücksichtigt man jedoch auch das im kritisierten Axiom vernachlässigte vorhandene "traditionelle" Wissen, so sieht es anders aus: Gelingt es, dieses zu integrieren und aufzuwerten, so ist das Problem der Unterversorgung mit Sachverstand für die meisten Fälle lösbar. Auch ohne formelle Ausbildung, meist genügt learning by doing, kann dieses Wissen auf einen ausreichenden Stand gebracht werden.

Ich kenne beispielsweise Dörfer in Zentraljava, die sich aufgrund eigener Initiative einen gebrauchten Dieselgenerator zur Stromerzeugung zulegt. Das notwendige Wissen eigneten sie sich selbst auf "informellem" Wege an, sowohl was Wartung und Reparatur der Anlage anbetraf als auch bezüglich der Installation der elektrischen Anlagen. Dies funktioniert so gut, daß in einigen Fällen die Stromversorgung dieser Dörfer zuverlässiger zu sein scheint als die in solchen Dörfern, die an das staatliche Stromnetz angeschlossen sind. Die Vorteile von spin-off-Effekten des Erwerbs von Wissen auf "informellem" Weg können dabei noch verbessert werden: Wird dieser Wissenserwerb offiziell anerkannt und durch entsprechende Maßnahmen bei einem kombinierten Einsatz traditioneller und moderner Formen noch

gefördert, würde ein wichtiger Grund für die Landflucht abgeschwächt. Denn ein Motiv für die Abwanderung in die Städte ist gerade die Hoffnung, daß wenigstens die Kinder dort eine formelle und entsprechend anerkannte Qualifikation erwerben. Würde die wesentlich billiger zu erwerbende aufgebaute und aufgewertete Qualifikation vor Ort einen entsprechenden Einsatz finden, würde auch die entsprechende Motivation zur Migration tendenziell wegfallen.

Wir können aus diesen Anmerkungen schon schließen, daß es oft nicht so sehr die Komplexität der eingesetzten Technik ist, die zu Schwierigkeiten führt, weil angeblich nötiges Personal fehlt. Vielmehr ist umgekehrt die Vernachlässigung eines Potentials, das durch angemessene Technologie nutzbar wäre, eine Hemmschwelle zur Schaffung einer breiten Plattform zum Aufbau auch moderner technischer Anlagen. Einsatz bestimmter Technologien ist oft weniger eine Frage, ob diese einfach oder kompliziert sind. Viel wichtiger ist, ob der Einsatz einer bestimmten Technologie für die Betroffenen einleuchtend ist, weil sie von der vorhandenen Basis aus deren Sinn und Nützlichkeit einsehen. Ist letzteres der Fall, so sind die Betroffenen meist schnell und ohne große formelle Ausbildung in der Lage, sich die entsprechende Technologie zu eigen zu machen, so daß sie nur noch gelegentlich in Extremfällen auf Expertenwissen angewiesen sind.

Daß der Prozeß der Einsichtsgewinnung von der Basis des vorhandenen Wissens aus geschieht, bedeutet nicht, daß "traditionalistische Vorurteile" entscheidend sind. Vielmehr kann man oft feststellen, daß der Entscheidungsprozeß bei den Betroffenen Ähnlichkeiten hat mit einem Prinzip, das in der Philosophie als Occam's Rasiermesser bekannt ist. In einfachen Worten heißt dies, daß die Kompliziertheit eines Systems nicht ohne einsichtige Notwendigkeit gesteigert werden kann. Auf unser Problemfeld bezogen heißt dies, daß die Notwendigkeit des Einsatzes von elektrischer Energie einsichtig war, da es eine wesentliche Verbesserung der Bedingungen etwa im handwerklichen Bereich zur

Folge hatte. Angesichts einer problemlosen zuverlässigen Versorgung mit Dieselmotorkraftstoff, jedoch einer recht unzuverlässigen Versorgung mit ausreichend starker Windenergie zur Stromerzeugung läßt sich allerdings vermuten, daß die Steigerung der Kompliziertheit durch Einsatz einer Windanlage als fuel saver nicht als notwendig angesehen würde. Nicht die Kompliziertheit der Technik als solche würde daher die Hemmschwelle sein, sondern die Kompliziertheit des Systems einer die Diesel- und Windkraft kombinierenden Stromversorgung insgesamt, deren Notwendigkeit nicht nur dem vorhandenen technischen Wissen nicht so recht einzuleuchten vermag.

Diese Anmerkungen deuten bereits an, wie die Einführung einer sozial angemessenen Technologie als Symbiose von traditionellem Wissen und moderner Technik erfolgen könnte: Die potentiellen Nutzer müssen selbst entscheiden könnten, bis zu welchem Grad bzw. in welchen Bereichen sie modernisieren wollen. Dies kommt der bei uns sich langsam durchsetzenden Tendenz entgegen, systemisch zu denken: Entwicklungsprojekte werden mehr und mehr betrachtet in bezug auf bestimmte sozioökonomische Systeme, deren Komponenten unterschiedliche Wichtigkeit haben und deren Veränderung daher schon durch schonende, bedächtige Eingriffe in gewünschter Weise erfolgen kann, also nicht mehr auf dem Wege der Kahlschlagsanierung oder Abschaffung.

Der Aufbau einer angemessenen Technologie sollte daher modular sein, um möglich zu machen, daß in einem System eine Komponente austauschbar bzw. substituierbar ist, ohne das Gesamtsystem von Grund auf umbauen zu müssen, oder eine neue Technologie komplett übernehmen zu müssen. Diese Zielsetzung sozial angemessener Technologie ist nur dadurch zu verwirklichen, daß von Anfang an eine partnerschaftliche Zusammenarbeit erfolgt, also keine fix und fertigen Lösungen angeboten werden. Zusammenarbeit sollte aber nicht auf die einheimischen Zentren der modernen Technologie beschränkt sein. Sie sollte sich vielmehr auch direkt auf die jeweilige Zielgruppe eines Entwicklungsprojektes beziehen, wobei man sich auch Gedanken machen muß über mögliche Konflikte mit anderen Bevölkerungsgruppen. Dabei bieten

die neuen Strategievorstellungen wichtige Ansatzpunkte, da sie weg vom Fall-Denken zu systemischen Denkansätzen kommen.

Für die Produktion auf Basis solcher zu entwickelnden Technologien bedeutet dies, daß sie, um angemessen flexibel reagieren zu können, sich also den Bedingungen flexibel anpassen zu können, auch im Land selbst erfolgen muß: Die Produktion muß auf Landesebene möglich sein, die Reparaturkapazitäten müssen regional verfügbar sein, und die Wartung und Instandhaltung muß an Ort und Stelle, möglichst durch die Anwender selbst, erfolgen können. Das soll nun keineswegs eine Verherrlichung "primitiver" Methoden und eine Verteufelung der hochentwickelten Technologie bedeuten: Vielmehr bedeutet es, daß kurzfristig die einzuführende Technologie auf der Nutzung und Weiterentwicklung des vorhandenen Wissens aufbauen soll, um so langfristig die Grundbedingungen für die Einführung auch von high-tech auf breiter Ebene zu schaffen.

Dr. Tilman Schiel
Forschungs- und
Ausbildungsprogramm Südostasien
des FSP Entwicklungssoziologie
Fakultät für Soziologie
der Universität Bielefeld
Postfach 8640
4800 Bielefeld 1

STAND UND ÜBERLEGUNGEN ZUR ENTWICKLUNG VON WIND-DIESEL-ANLAGEN IN DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND UND IM AUSLAND

A. Fritzsche, Dornier System GmbH
Postfach 13 60, D-7990 Friedrichshafen

ZUSAMMENFASSUNG

Verschiedene Projekte zur hybriden Energieversorgung durch Wind-Diesel-Anlagen verfolgen das Ziel, die Kraftstoffkosten dieselektrischer Anlagen zu senken und die Energieversorgung durch Windenergieanlagen zuverlässiger zu machen. Ein Schwerpunkt der Diskussion und Entwicklung im In- und Ausland liegt bei der Regelung der Untersysteme für die mono- und bivalente Betriebsweise.

Im zweiten Teil geht der Beitrag auf die heutige Preissituation der Windenergieanlagen und Dieselaggregate sowie auf die Zusammenhänge von Winddeckungsanteil, Verbraucherprofil, Verbraucheranpassung und Wirtschaftlichkeit ein. Diese Aspekte spielen für die zukünftige energiewirtschaftliche Bedeutung von Wind-Diesel-Anlagen eine entscheidende Rolle.

1. EINLEITUNG

Forschungs- und Entwicklungsvorhaben sowie internationale Konferenzen zu Themen der Windenergienutzung beschäftigen sich in wachsendem Maße mit Problemen der hybriden Energieversorgung durch Wind-Diesel-Systeme. Die Initiative geht von der Wind-energie-technik aus. Ist damit die technische und energiewirtschaftliche Begründung dieser Entwicklungslinie sichergestellt? Die Beurteilung der Argumente hängt vom Standpunkt des Betrachters ab. Die gesamtenergiewirtschaftliche Relevanz der Windenergie, die zwar heute bestenfalls durch einen guten Listenplatz im bescheidenen Beitrag der regenerativen Energieträger gekennzeichnet ist, sollte aber die Diskussion solange nicht beeinflussen, als nicht alle Möglichkeiten ihres Einsatzes beurteilt werden können.

Für den Hersteller von Windenergieanlagen bietet die Entwicklung hybrider Anlagen die Chance, seinen Markt und Umsatz zu vergrößern. Dem potentiellen Kunden und Betreiber traditioneller fossil gespeister Energieversorgungsanlagen verdeutlicht sich die Schwäche der Versorgungssicherheit allein durch Windenergie. Der Hersteller propagiert den Nulltarif seines Primärenergieträgers. Der Anlagenbetreiber ebenso wie der durch hohe Importkosten für fossile Brennstoffe belastete Staat muß die

Betriebs- und die anfangs höheren Investitionskosten berechnen und bewerten. Industrie- und Entwicklungsländer unterscheiden sich hierbei nur durch unterschiedliche Kostenansätze. Die Argumente des Herstellers einer verminderten Umweltbelastung werden erst dann zählen, wenn sie der Gesetzgeber in der Kostenrechnung des Anlagenbetreibers honoriert.

Der Aufbau und die Betriebsweise von Wind-Diesel-Systemen hängen vom Leistungsbereich und dem Einsatzfall ab. Die vielfältigen Möglichkeiten, die vollautomatische hybride Energieversorgungsstation, die Einkopplung von Windfarmen in schwache dieselelektrisch gespeiste Netze und der manuelle Alternativ- oder Parallelbetrieb einer Windenergieanlage und eines Dieselaggregates erschweren die Spezifikation einheitlicher technischer Anforderungen.

Nach einem Überblick zum Stand der Technik und der gewonnenen Erfahrungen versucht der vorliegende Beitrag den Zusammenhang von Wirtschaftlichkeit und technischem Konzept darzustellen. Die noch vor uns liegenden Entwicklungsaufgaben werden erst dann erfolgreich abgeschlossen sein, wenn Hersteller und Anlagenbetreiber die Lösungen akzeptieren.

2. ZUM STAND DER TECHNIK

In Canada werden 268 größere abgelegene Gemeinden durch dieselelektrische Aggregate versorgt. Die Stromkosten übersteigen in vielen Fällen die dichter besiedelter Regionen um mehr als das Zehnfache. Die mittlere Windenergiedichte erreicht örtlich oft mehr als 300 W/m^2 . Mit dieser eindeutigen Bedarfssituation im Lande selbst begann bereits 1976 die Entwicklung bivalenter Energieversorgungsanlagen. Anfangs wurde eine kontinuierliche Grundlast des Dieselaggregates für zweckmäßig gehalten. Damit mußte sich die Wirtschaftlichkeit in hohem Maße am Teillastverhalten des Dieselaggregates orientieren. Der Beitrag der Windenergieanlage ist dann nicht mehr als eine negative Last.

Die erste Versuchsanlage bestand aus einem 12 kW Dieselaggregat und einer 10 kW Windenergieanlage (Darrieus-Typ). Es überrascht nicht, daß die mechanische Kopplung beider Teilsysteme, nämlich der Antrieb eines gemeinsamen Generators im Vergleich zur elektrischen Kopplung den günstigeren Gesamtwirkungsgrad aufwies. Notwendigerweise muß das Dieselaggregat beim Rotor stehen und die Abwärmenutzung wird in den ohnehin wenigen sinnvollen Fällen mit dem längeren Übertragungsweg problematischer.

Im Juni 1982 lagen Betriebsergebnisse einer 100 kW Anlage vor, die sich aus einem 50 kW Darrieus-Rotor und zwei 50 kW Dieselaggregaten mit Synchrongeneratoren zusammensetzt, Abb. 1. Der eine Generator ist zwischen Rotor und Diesel angeordnet, der zweite wird elektrisch eingebunden. Die Last des kontinuierlich

laufenden Dieselaggregates darf 20 % nicht unterschreiten. Überschüssige Windenergie muß dann zur Frequenzstabilisierung der autonomen Anlage durch einen schnell reagierenden Verbraucher (elektrische Bremse) aufgenommen werden. Die Frequenz kann damit zwischen 58,1 und 61 Hz gehalten werden. Die Datenauswertung zeigte, daß auch die monovalente Energieversorgung durch den Windenergiekonverter möglich sein muß. Mit dieser Erweiterung wird angebotene Windenergie nicht mehr verschwendet und der Kraftstoffverbrauch nicht mehr bei ungünstigem Betrieb des Dieselmotors erhöht.

Über Entwicklungen in Dänemark, Großbritannien den Niederlanden und der Bundesrepublik Deutschland wurde bei der Europäischen Wind Energie Konferenz 1984 berichtet [1, 2]. Unter der Leitung des Risø National Laboratoriums haben sich 1982 eine Reihe von dänischen Firmen und Institutionen zusammengeschlossen, um für Wind-Diesel-Anlagen Regelungsstrategien zu entwickeln und Betriebserfahrungen zu sammeln [3]. Es war geplant, Ende 1984 in Risø eine Versuchsanlage mit simulierter Last in Betrieb zu nehmen (55 kW Windenergieanlage, 35 kW Dieselaggregat). Bei diesem ersten Konzept (state-of-the-art-system) laufen Windenergieanlage und Dieselaggregat (Synchrongenerator) mit konstanter Drehzahl.

Die allgemeinen Konzeptüberlegungen beziehen folgende Varianten ein:

- Rotoren mit und ohne Drehzahl-/Leistungsregelung durch Blattverstellung. Die einfachere Ausführung erfordert zur Frequenzhaltung eine elektrische Bremse.
- Anlagen mit und ohne Energiespeicherung. Die Speicherung senkt die Start-Stop-Frequenz des Diesels, im anderen Fall muß zur Spannungs- und Frequenzhaltung das Dieselaggregat momentan verfügbar sein. Der Regelungsaufwand erhöht sich jedoch mit dem vierten Untersystem, dem Speicher in Ergänzung zu Windenergieanlage, Diesel und autonomem Verbraucher.
- Die Entscheidung für Synchron- oder Asynchrongenerator zur Umsetzung des Windenergieanteils hängt wesentlich damit zusammen, ob der autonome Betrieb der Windenergieanlage vorgesehen ist. Es ist zwar möglich, den Synchrongenerator des Dieselaggregates mit Hilfe einer Freilaufkupplung bei stillstehendem Motor mitlaufen zu lassen, diese Lösung entspricht jedoch nicht dem Standard serienmäßiger Dieselaggregate.

Größere Entwicklungsschritte (advanced solution) müssen sich aus dem Verkauf der ersten Anlagen nach dem einfacheren Konzept finanzieren. Es erscheint möglich, die Vorteile der variablen und voneinander unabhängigen Drehzahl von Windturbine und Diesel durch eine Gleichspannungsstufe zu nutzen und die Kapazität der elektrischen Bremse durch Anordnung einer Batterie zu senken. Die Regelungsaufgaben beziehen sich auf die Konstanthaltung von Frequenz und Spannung (Blindleistung) und auf das Start/Stop-Verhalten des Dieselaggregates. Regelungsstrategien mit Berücksichtigung zu erwartender Änderungen des momentanen Betriebspunktes sind für beide Anlagenkonzepte interessant.

Die geographische und teilweise recht windexponierte Lage einiger nicht an das Verbundnetz angeschlossener Regionen macht das Wind-Diesel-Thema für Großbritannien recht interessant. Ein Beitrag der Hamburger Konferenz befaßte sich mit vorzugsweise theoretisch orientierten Problemen [4], ein zweiter mit den praktischen eines rauen Inselbetriebes und mit Verbrauchergewohnheiten [5]. Die theoretischen Untersuchungen, die mit einer 16 kW Windenergieanlage und einem 7 kW Diesel verifiziert werden, stützen sich auf Computersimulationen. Dabei ist die Intervallgröße der Mittelwertbildung für die Windgeschwindigkeit von entscheidender Bedeutung für die Darstellung der Systemdynamik. Mit einer Energiezwischen-speicherung für nur 4 min kann die Start/Stop-Frequenz des Dieselaggregates bereits nahezu auf den durch den Verbraucher bestimmten Minimalwert gesenkt werden. Daß mit einem durchlaufenden Dieselaggregat dieses Problem nicht zu lösen ist, zeigt der Vergleich des Kraftstoffverbrauches für beide Fälle. Die Kraftstoffeinsparung steigt mit dem Jahresmittel der Windgeschwindigkeit, aber für das durchlaufende Dieselaggregat nur zu etwa 25 % des intermittierenden Betriebes.

Mit den bisherigen Untersuchungen sieht man sich noch nicht in der Lage, ein optimales Betriebskonzept anzugeben. Wie wenig das von der Theorie und dem Laborexperiment her möglich ist, zeigen die seit 1982 auf Fair Isle gesammelten Betriebserfahrungen. Die Anlage setzt sich zusammen aus 2 Dieselaggregaten (20 kW und 50 kW) und einer Windenergieanlage (50 kW bei 13 m/s). Aus Kostengründen war bis 1981 nur eine stundenweise Energieversorgung möglich. Indem die Inselbewohner aktiv an der Steuerung der Betriebsweise der hybriden Energieversorgung beteiligt wurden, liegen die Stromkosten für Windenergie bei 2 p/kWh zum Heizen, bei 3 p/kWh für elektrische Geräte und bei 7 p/kWh vom Dieselaggregat. Die Energiequelle und damit auch der Stromtarif werden dem Verbraucher angezeigt. Diente 1982/83 noch fast die Hälfte der von den Dieselaggregaten gelieferten Energie zum Heizen bei einer Vernichtung von 29 % der Windenergie durch die elektrische Bremse, so änderten die Verbraucher selbst im folgenden Jahr die Energieverteilung. Bei einer Steigerung des Energieverbrauches um 42 % fiel der absolute Dieselanteil auf 43 % des Vorjahres. Der gesamte Heizbedarf (74 %)

wurde von der Windenergie gedeckt. Die elektrische Bremslast fiel auf 78 % des Vorjahreswertes (12 % der Windenergie).

Eine niederländische Versuchsanlage ist seit Anfang 1984 in Betrieb (50 kW Dieselaggregat mit Synchrongenerator, zwei 25 kW Windenergieanlagen und ein regelbarer Belastungswiderstand von 50 kW). Die beiden Windenergieanlagen laufen mit variabler Drehzahl und werden gleichstromseitig vor dem gemeinsamen Umrichter verbunden. Sowohl im autonomen monovalenten Diesel- als auch im Windturbinenbetrieb wird die Frequenz auf besser ± 2 % konstant gehalten.

Das erste deutsche Projekt zum vorliegenden Thema in der Bundesrepublik Deutschland, das vom Bundesministerium für Forschung und Technologie gefördert wurde, ist die deutsch-griechische Zusammenarbeit auf der Insel Kythnos. Hier wurden 5 Windenergieanlagen von je 20 kW zur Stromeinspeisung in ein schwaches Netz (etwa 500 kW) installiert. Bei günstigen Windbedingungen wäre die Windenergie in Schwachlastperioden in der Lage, die gesamte Teillast zu übernehmen. Die Regelung der Windfarm besteht im wesentlichen darin, bei jeder Windenergieanlage die Frequenz zu halten. Einzelheiten zu dieser windgestützten dieselelektrischen Energieversorgung eines Inselnetzes wurden veröffentlicht [6].

Eine zweite deutsche Entwicklungsgruppe führte mit Förderung des Bundesministeriums für Forschung und Technologie im Jahre 1983 auf dem Testgelände und mit Mitwirkung der DFVLR ein Versuchsprogramm durch, das die Erprobung einer autonomen Wind-Diesel-Anlage zum Ziele hatte [7]. Die hybride Energieversorgungsanlage setzt sich aus vier Untersystemen zusammen,

- der Windenergieanlage AEROMAN 12 mit einer Nennleistung von 14 kVA (Synchrongenerator),
- einem luftgekühlten Dieselaggregat von 25 kVA (Synchron-generator),
- der zentralen Steuerung zur Überwachung des Anlagenbetriebes mit elektrischer Bremse und
- dem simulierten Verbraucher.

Die Anlage wurde für 3 Betriebsweisen ausgelegt, dem monovalenten Wind- und Dieselbetrieb sowie dem bivalenten Betrieb der Anlage mit bevorzugter Nutzung der Windenergie. Dem Tagesgang des Energieverbrauches wurden die Lastprofile eines Haushaltes, eines Metzgerladens und einer Kfz-Reparaturwerkstatt zugrunde gelegt.

Kurz- und Langzeitmeßreihen bildeten das Erprobungsprogramm, wobei bei den ersteren die Beherrschung aller dynamischen Vorgänge nachzuweisen war. Während der Langzeitmeßreihen wurde der Verlauf der Energiebilanz aufgezeichnet, nämlich die Bereitstellung der angeforderten Energie durch die Windenergieanlage

und/oder das Dieselaggregat oder die Vernichtung überschüssiger elektrischer Energie durch die elektrische Bremse. Ein Beispiel dieser verschiedenen Betriebszustände zeigt Abb. 2. Zu Frequenzabweichungen von $+ 2/- 4$ Hz kommt es vorzugsweise zum Zeitpunkt sprunghafter Laständerungen. Die Windenergieanlage wurde unter Änderung der vom Hersteller vorgesehenen Betriebsweise ausschließlich durch die Last geregelt (Simulation eines Rotors mit nicht verstellbaren Rotorblättern).

Das Dieselaggregat wurde als Standardgerät in das System integriert. Die Lastschwingungen innerhalb des Systems konnten auf 1,5 bis 2 kW gedrückt werden (2,2 bis 2,5 Hz).

Die Auswertung der mehrmonatigen Anlagenerprobung umfaßte im ersten Teil die technischen Daten, z.B. das Start/Stop-Verhalten des Dieselaggregates und die Übergänge von einer Betriebsweise zur anderen. Der zweite Teil, die Wirtschaftlichkeitsrechnung besteht aus der Berechnung der Stromerzeugungskosten auf der Basis der angenommenen Lastprofile und der Windverhältnisse des Standortes Schnittlingen/Schwäbische Alb und der dynamischen Investitionskostenrechnung. Ohne hier auf Einzelheiten der Rechnung und der Reihe notwendiger Annahmen einzugehen, zeigte sich eine praktisch lineare Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten vom Winddeckungsanteil (Anteil der Windenergie am Verbrauch). Selbst bei heute noch hypothetischen Investitionskosten der Windenergieanlage und derzeitigen Kraftstoffkosten wird ein Winddeckungsanteil von mindestens 70 % gefordert werden müssen, um mit der hybriden Stromversorgung nicht unwirtschaftlicher zu sein als mit einem Dieselaggregat allein.

Die Kapitalwerte wurden auf der Basis der 3 Lastgänge berechnet. Für Dieselölkosten von 1,30 DM/l ergibt sich unter den gleichen Annahmen für eine rentable Investition die gleiche Größenordnung des mindestens erforderlicher Winddeckungsanteil.

3. SYSTEMPARAMETER DER WIRTSCHAFTLICHKEIT

Zu zeigen, daß die Kopplung der Windenergienutzung - allgemein einer nichtspeicherbaren regenerativen Primärenergiequelle - mit einem abrufbaren fossilen Primärenergiewandler technisch und hinsichtlich des Verbraucherkomforts attraktiv ist, dazu bedurfte es nicht erst dieses Überblicks, bei dem die zahlreichen weiteren geplanten Vorhaben noch unerwähnt blieben. Aber trotz dieser Unvollständigkeit wurde wohl deutlich, daß die Lösung der technischen Aufgaben im Vordergrund steht, ohne das Umfeld, die Randbedingungen und die Anforderungen an eine Wirtschaftlichkeit mit dem notwendigen Gewicht zu berücksichtigen, die ja eigentlich die Spezifikation eben dieser technischen Aufgaben steuern sollten.

Die folgenden Überlegungen sollen auf die Vielfältigkeit der Systemparameter hinweisen, die sich, wie Akzeptanz, Bewußtsein für Kosten und Anpassung beim Endverbraucher, nicht alle quantitativ in eine Kaufentscheidung einbringen lassen. Daß hier besonders auch an die Situation in Entwicklungsländern gedacht wird, braucht nicht betont zu werden.

3.1 Die verschiedenen Typen hybrider Anlagen

Wie bereits deutlich wurde, muß die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit hybrider Systeme von der absoluten Größe der Energieversorgungsanlage und dem Verhältnis der installierten Diesel- und Windenergiekapazität abhängen. In Abb. 3 werden schematisiert 3 Bereiche unterschieden.

Bereich 1

In etwa gleiches Verhältnis der installierten Wind- und Dieselkapazität kennzeichnet den autonomen Verbraucher, dessen Energiebedarf sich nach dem Tagesablauf richtet, z.B. dem Haushalt, der Werkstatt und dem landwirtschaftlichen Betrieb. Die Energieversorgung mehrerer gleichartiger Verbraucher verschiebt das Bedarfsprofil nur wenig.

Bereich 2

Der Leistungsbeitrag der Windenergie - in Form einer oder mehrerer Anlagen - übersteigt die Kapazität der Dieselaggregate. Die hybride Energieversorgung dient der Deckung eines Verbraucherbedarfes, der nicht die Bereitstellung momentan gesicherter Leistung erfordert. Einsatzfälle dieser dieselgestützten Windenergieanlagen für windreiche Regionen sind die Bewässerung, die Beheizung, Meerwasserentsalzung und Eisenzeugung, weitgehend gekennzeichnet durch die Speicherbarkeit des Produktes.

Bereich 3

Die Anordnung von Windenergieanlagen für neue oder als Nachrüstung für bestehende dieselelektrische Energieversorgungssysteme kann den Kraftstoffverbrauch senken. Der Teillastbetrieb bedarf besonderer Aufmerksamkeit.

Die für den bestimmten Einsatzfall erforderliche Dieselkapazität wird aus mehreren Gründen auf mindestens 2 Aggregate verteilt, so daß die Summe eine ansehnliche Reserve läßt. Damit stellen sich Kapazitätsfaktoren (Verhältnis der pro Jahr gelieferten zu den bei durchgehendem Nennleistungsbetrieb theoretisch möglichen kWh) von unter 50 % ein. Wie eine Auswertung von 42 griechischen Inselstationen zeigt (Kapazitäten und Energieverbrauch im Jahr 1982, [8]), fällt der Kapazitätsfaktor ziemlich eindeutig mit der Nennleistung der Anlage, Tabelle 1.

Tabelle 1: Kapazitätsfaktor und Teillastminimum diesel-elektrischer Energieversorgungsanlagen griechischer Inseln

Nennleistung [MW]	Kapazitätsfaktor [%]	Teillastminimum [%]
> 20	41,7	15,0
10 bis 15	44,9	12,3
5 bis 10	38,3	13,1
2 bis 5	36,4	8,7
1 bis 2	32,8	7,2
0,5 bis 1	34,4	8,2
0,2 bis 0,5	28,9	8,4
0,1 bis 0,2	28,8	14,7
< 0,1	30,0	

Das Teillastminimum zeigt einen ähnlichen Verlauf. Man erkennt, daß bei größeren Anlagen 2, bei kleineren 3 Diesellaggregate installiert sein müssen, um die von den Herstellern angegebene Lastgrenze von 20 bis 30 % nicht zu unterschreiten. Der Ungleichförmigkeitsfaktor, das Verhältnis der Differenz von Maximal- und Minimalleistung zum Mittelwert, schwankt im Leistungsbereich bis 3 MW sehr stark zwischen 1,30 und 1,70. Darüber reduziert sich die Schwankungsbreite auf 1,35 bis 1,45.

Anhand dieser Daten, die in Grenzen verallgemeinert werden können, zeigt sich die Schwierigkeit der Wahl des richtigen Verhältnisses der Nennleistung beider Untersysteme. Die Lösung dieser Aufgabe wird noch weniger eindeutig, betrachtet man mögliche Variationsbreiten. Die Schwankungen der Jahresmittel der Windgeschwindigkeit als Maß des lokalen Windenergieangebotes ist statistisch einigermaßen abschätzbar. Die Änderung des Verbrauches an Dieselmotorkraftstoff hat 2 Parameter zu berücksichtigen, die Steigerung des Energiebedarfes und die Steigerung der Preise. Der Bedarf auf den griechischen Inseln stieg zwischen 1978 und 1982 um jährlich 9 % (1982: 1.127,9 GWh), die Kraftstoffkosten im gleichen Zeitraum um jährlich 44,3 %. Für einzelne Inseln ergaben sich unterschiedliche Werte, für Kreta 39,9 %/a, für Rhodos 53,6 %/a.

3.2 Die Kostensituation von Windenergieanlagen und Diesellaggregaten

Die Annahme ist in der Regel technisch begründet, daß Energiewandler größerer Leistung spezifisch kostengünstiger sind. Im Bereich der Windenergie-technik ist darüber bereits viel diskutiert worden. Die Auswertung einer neueren Aufstellung [9] ist in Abb. 4 dargestellt. Der breite Streubereich der auf die

angegebenen Preise bezogenen Nennleistung läßt zwischen 200 W und 200 kW eine fallende Tendenz erkennen. Ohne Berücksichtigung von Teillastverhalten, von Montage- und Fundamentkosten ist die Frage nach der optimalen Aufteilung der Windkapazität auf einzelne Anlagen kaum eindeutig zu beantworten.

Aus der Preisliste von Diesel-Stromerzeugern mit Motoren verschiedener Hersteller, [10], läßt sich eine wesentlich eindeutiger Tendenz ableiten. Ohne hier die Ursachen zu begründen, zeichnen sich deutlich 2 Bereiche ab, Abb. 4. Die hinsichtlich der Investitionskosten optimale Zuordnung von Gesamtleistung und Zahl der einzelnen Aggregate unterscheidet sich damit für kleine und große Energieversorgungsanlagen.

3.3 Windenergieangebot und Nutzbarkeit

Die Wirtschaftlichkeit der hybriden Energieversorgung leitet sich offensichtlich nicht allein aus dem Jahreswindenergieangebot eines potentiellen Standortes ab. Auch die Auflistung der Monats- und Tagesmittel bildet bei weitem noch keine hinreichende Bewertungsbasis. Daß sich das tatsächliche Windenergieangebot in Regionen mit niedrigen und mittleren Windgeschwindigkeiten nur unbefriedigend aus dem Jahresmittel abschätzen läßt, bestätigte sich auch mit neueren Winddaten des indischen Subkontinentes [11], Abb. 5.

Über die Statistik der Flauten und der Beharrlichkeit des Windes wurde bereits berichtet, um die speziellen Standort- und Versuchsbedingungen zu relativieren [7]. Es wurde darauf hingewiesen, daß das stationäre und instationäre Verhalten des Windes an sehr verschiedenen Standorten mit geeigneten Kenngrößen innerhalb meist zumutbarer Toleranzen beschrieben werden kann. Am Beispiel der Varianzen σ_1 der Monatsmittel \bar{v}_M , bezogen auf das Jahresmittel \bar{v}_a und der Varianzen σ_2 der 3. Potenzen der Monatsmittel, bezogen auf das energierelevante Jahresmittel \bar{v}_E soll eine Größenordnung der Übereinstimmung beispielhaft gezeigt werden, Tabelle 2.

Tabelle 2: Relative Varianzen der Monatsmittel der Windgeschwindigkeit verschiedener Standorte

Standort	Jahresmittel \bar{v}_a (m/s)	Varianz $\sigma_1(\bar{v}_M)/\bar{v}_a$	Varianz $\sigma_2^{1/3}(\bar{v}_M^3)/\bar{v}_E$
Indien			
Gopalpur	3,7	0,30	0,99
Indore	5,3	0,22	0,85
Kandla Port	5,9	0,25	0,89
Tirucachirapalli	4,3	0,36	1,01
Tuticorn	5,6	0,16	0,78
Veraval	5,0	0,29	0,98
Argentinien			
Comodoro Rivadavia	10,3	0,16	0,77
BRD			
Stötten 1977	4,5	0,22	0,91
Stötten 1978	4,3	0,22	0,85
Zugspitze 1977	10,1	0,34	0,96
Zugspitze 1978	8,1	0,42	1,02

Windenergieangebot und Energiebedarf sind nicht stationäre, sondern in charakteristischen Zeitintervallen schwankende Größen. Die Nutzung der Windenergie hängt vom Grad der Übereinstimmung ab. Bei einer kleinen Windenergiekapazität (Verbraucher nach Bereich 3, Abb. 3) können hohe Nutzungsgrade erreicht werden. Im entgegengesetzten Falle sind trotz günstigen Windenergieangebotes sehr schlechte Nutzungsgrade vorstellbar, wenn das Angebots- zum Bedarfsprofil phasenverschoben ist.

3.4 Ergänzende Ansätze zur Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Installation einer Windenergieanlage, unabhängig, ob als Nachrüstung oder als Teil einer neuen hybriden Energieversorgung, ist ein Geschäft mit der Zukunft. Um 10 kW liegt das Verhältnis der Investitionskosten bei 5000 zu 1500, um 100 kW bei 3000 zu 500 DM/kW bzw. kVA für die Windenergieanlage bzw. den Diesel (Abb. 4). Der Preis der elektrischen Zentralsteuerung ist nur in relativ geringem Maße leistungsabhängig.

Änderungen dieser Preisansätze ergeben sich mit lokalen Eigenleistungen, Transport und Montagebedingungen. Eine Berechnung der Stromkosten und Amortisation kann diese Parameter in einfacher Weise berücksichtigen.

Für Entwicklungsländer und solche Regionen, die bisher mit Energie unterversorgt waren, unter dem allgemeinen Preisanstieg für Kraftstoff leiden oder auf dem Wege sind, durch neue Verbraucher ihren Lebensstandard zu heben, stellt sich die Frage nach der Anpassung an das Windenergieangebot. Am Beispiel der beschriebenen Situation auf der Insel Fair Isle erhellt, daß mit minimalem technischen Aufwand der Verbraucher in die Betriebsoptimierung einbezogen werden kann. In einer dynamischen Investitionsrechnung für hybride Energieversorgungssysteme können Faktoren zur Beschreibung der Änderung der Energieverbrauchsstruktur eingeführt werden. Auf der Basis der Wirtschaftlichkeitsrechnung des beschriebenen Projektes, [7], ergibt sich, daß für eine 15%ige Zunahme des Winddeckungsanteils in den ersten 3 Jahren sich der Kapitalwert besonders bei anfangs geringem Winddeckungsanteil wesentlich steigert.

Den Winddeckungsanteil aus den meteorologischen Bedingungen und dem Bedarfsprofil abzuleiten, ist eine weitere Aufgabe. Im Hinblick auf den Markt und den Technologie-Transfer in Entwicklungsländer erscheint es heute wesentlicher, die Verbraucherstruktur zu erfassen, mit neuen Anlagen Erfahrungen zu sammeln und sie in ihrem Einsatz zu begleiten, als sich mit technischen Problemen zu beschäftigen, die sich an unserem Komfort orientieren und eine weder heute noch morgen quantifizierbare optimale Betriebsweise der hybriden Energieversorgung anstreben. Nur auf diesem Wege erscheint es möglich, der Gefahr der Unwirtschaftlichkeit zu entgehen, den Einsatzbereich der Windenergienutzung zu erweitern und zu einer Entlastung der in vielen Ländern angespannten Energieversorgungssituation einen Beitrag zu leisten.

LITERATUR

- [1] Commission of the European Communities, European Wind Energy Conference 1984, Hamburg. Published by H.S. Stephens and Ass., Agriculture House, 55 Goldington Road, Bedford MK 40 3LS, England
- [2] A. Fritzsche, Windenergiesysteme, Brennst.-Wärme-Kraft, Bd. 37 (1985), Nr. 3, Seite 118/120
- [3] P. Lundsager, H.A. Madsen, The wind/diesel development program at Risø National Laboratory. [1], Seite 663/668
- [4] L.L. Freris u.a., A autonomous power system supplied from wind and diesel. [1], Seite 669/671
- [5] W.G. Stevenson, Optimal use of wind and diesel generation on a remote scottish island. [1], Seite 681/684

- [6] W. Köppel, Bau und Test eines Windparkes auf der Kykladeninsel Kythnos. Seminar und Statusreport Windenergie, Okt. 1982, Proj.ltg. Energieforschung der KFA Jülich, Seite 492/513
- [7] A. Fritzsche, U. Knöbel, W. Ruckert, Feldtest einer autonomen Wind-Diesel-Anlage. Schlußbericht der Dornier System GmbH zum Forschungsvorhaben 03E-8150-A, Juli 1984. BMFT-Forschungsbericht in Vorbereitung
- [8] J. Chadjivassiliadis, Wind energy for the greek Islands. Proceedings of the Workshop on Wind Energy Applications for small Electric Networks, Casaccia/Rome, March 1984, Seite 57/94
- [9] Wind Power Digest, Issue No. 26, 1984
- [10] ATLANTA Diesel Stromerzeuger Preisliste 201E, 1984
- [11] A. Mani, D.A. Molley, Wind Energy Data For India. Allied Publishers Private Limited, 1984

117

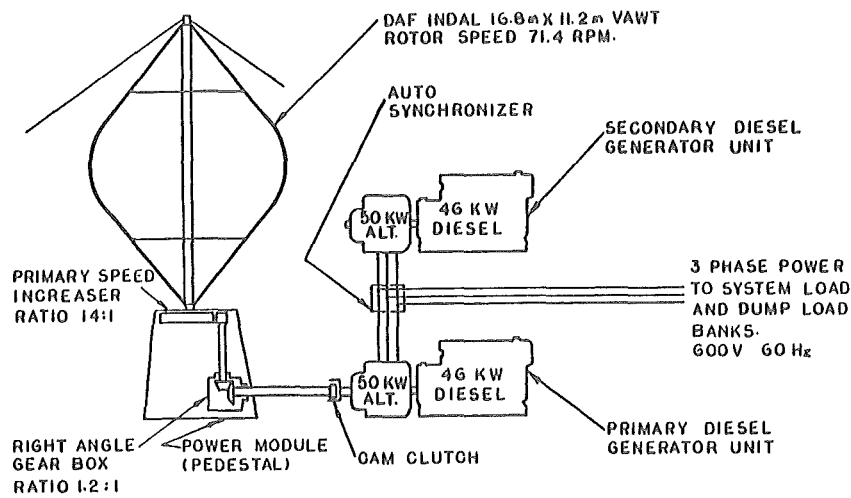


Abb. 1: Canadische Versuchsanlage, Sudbury, Ontario, 50 kW WEC, 2 x 50 kW Diesel

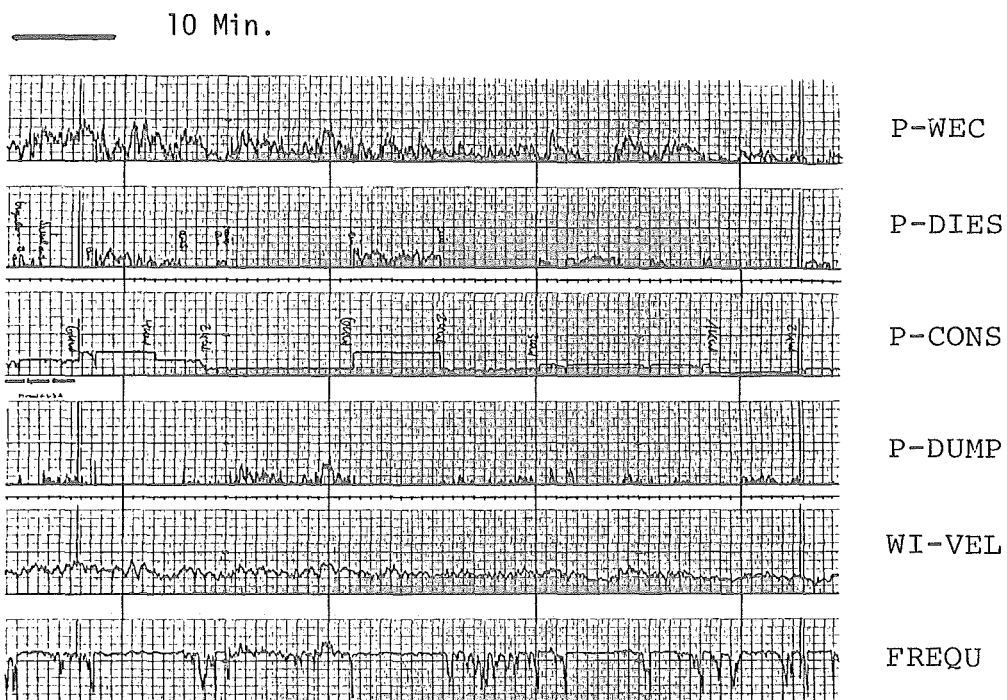


Abb. 2: Analogschrieb der bivalenten Energieversorgung, Erprobungsprogramm der Dornier System GmbH

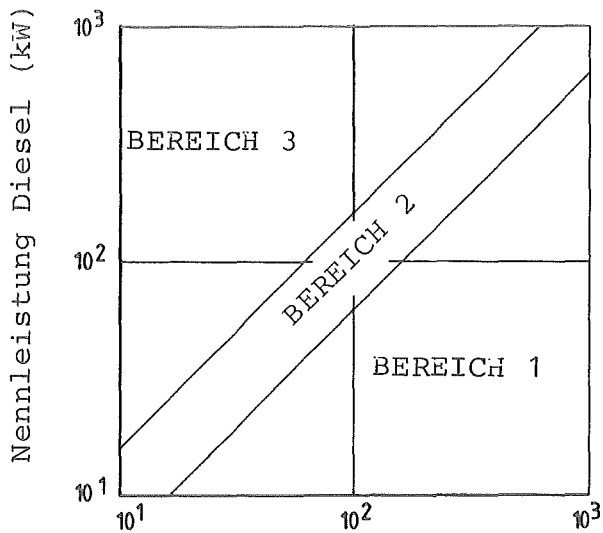


Abb. 3: Einsatz- und Leistungsbe-
reiche hybrider Energiever-
sorgungsanlagen.

Bereich 1: autonome am Tagesablauf
orientierte Verbraucher

Bereich 2: diesel-gestützte Wind-
energieanlagen für Ein-
satzfälle mit Speicherung
des Produktes

Bereich 3: wind-gestützte diesel-
elektrische Energiever-
sorgung zur Kraftstoff-
einsparung

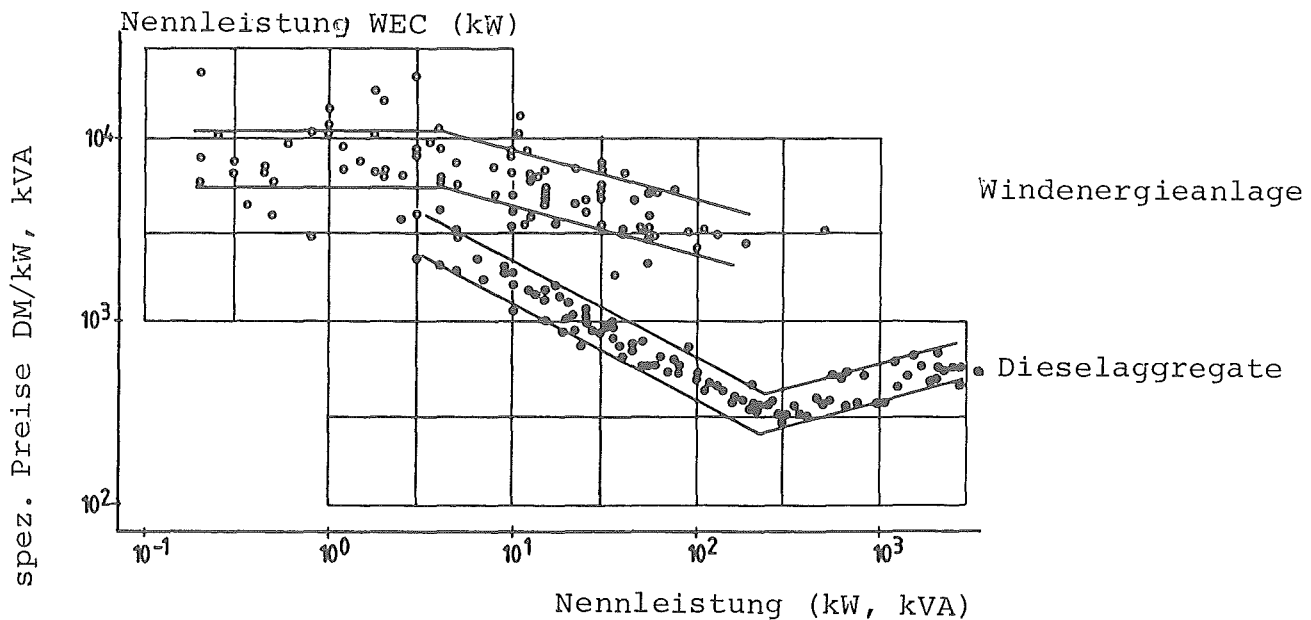


Abb. 4: Spez. Preise DM/kW bzw. DM/kVA für Wind-
energieanlagen und Dieselaggregate

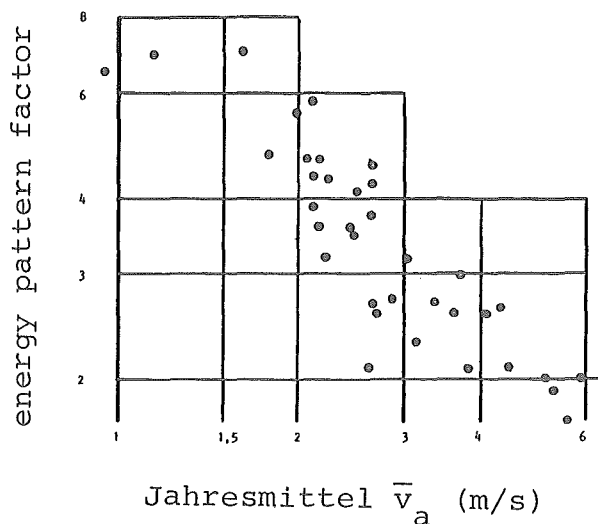


Abb. 5: Energy patternfactor EPF
(Verhältnis des Energie-
angebotes berechnet aus
den Stundenmitteln und aus
dem Jahresmittel) in Ab-
hängigkeit vom Jahresmittel
der Windgeschwindigkeit
verschiedener indischer
Stationen

Die windkraftbetriebene Wasserentsalzungsanlage auf der Hallig Süderoog

G. Petersen, S. Fries

GKSS-Forschungszentrum Geesthacht GmbH

1. Einleitung

=====

Die rasche Zunahme der weltweit installierten Wasserentsalzungsanlagen seit Beginn der fünfziger Jahre betraf zunächst nur die Destillationsverfahren in ihren verschiedenen Prozeßvarianten. Durch die Vervollkommnung des nicht thermischen Entsalzungsverfahrens "Umgekehrte Osmose" ist dieses als Kennzeichen der gegenwärtigen Entwicklung in direkter Konkurrenz zu der Verdampfungstechnik auf dem Gebiet der Entsatzung von Meer- und Brackwasser angetreten.

Vom Konzept her ist die Umgekehrte Osmose ein ohne thermische Energiezufuhr arbeitendes Druckfiltrationsverfahren durch sogenannte semipermeable Membranen, die für Wasser durchlässig sind, jedoch gelöste Salze zurückhalten können. Um aus Salzwasser Trinkwasser zu gewinnen, muß der normale osmotische Vorgang umgekehrt werden [1, 2, 3, 4, 5].

Durch Beaufschlagung mit einem hydrostatischen Druck, der die osmotische Druckdifferenz überkompensiert, wird reines Wasser aus der konzentrierten Phase durch die Membranen hindurch in die verdünnte Phase übergeleitet. Als Betriebsdruck wird etwa das 2,5fache der osmotischen Druckdifferenz benötigt. Dem Meerwasser-salzgehalt von 3,5 % entspricht ein osmotischer Druck von 26 bar, folglich ein Betriebsdruck von 60 bis 80 bar. Die Salzurückhaltung der Membranen zur Abreicherung auf 0,05 % (Trinkwasser) muß bei 99 % liegen.

Für den Einsatz solcher Membranen sind vom GKSS-Forschungszentrum Geesthacht Plattenmodulsysteme entwickelt worden, die der Aufnahme, Abstützung und Abdichtung der Membranen dienen und eine kompakte Einheit mit großen Membranflächen ergeben [6, 7]. Die Modulsysteme sind durch Lizenzübernahme von mehreren Firmen auch kommerziell einsetzbar. Zu den Forschungs- und Entwicklungsarbeiten bei der GKSS gehörten mehrere Teststationen, die die technische Verfügbarkeit dieses Verfahrens demonstriert und verbessert haben. Hierbei nahm die Anlage auf der Hallig Süderoog im nordfriesischen Wattenmeer aufgrund des hier eingesetzten unkonventionellen Energieversorgungssystems in Form einer Windkraftanlage eine gewisse Sonderstellung ein. Für die Erprobung einer windkraftbetriebenen Umkehrosmoseanlage spricht u.a. die Tatsache, daß die Wasserentsatzung ein besonders günstiger Anwendungsfall für die Nutzung der Windenergie ist, da es mit relativ einfachen Mitteln möglich ist, das Produktwasser zu speichern und somit das unstetige Energieangebot auszugleichen. Außerdem wird die begrenzte Wasserbereitstellung in abgelegenen Gegenden ohne zentrale Wasserversorgung voraussichtlich eine Domäne der Umkehrosmose-Meerwasserentsatzung werden. Für Küstenstandorte mit günstigen Windverhältnissen und ohne Anschluß an das öffentliche Stromversorgungsnetz erscheint dabei der Einsatz einer Windkraftanlage besonders sinnvoll.

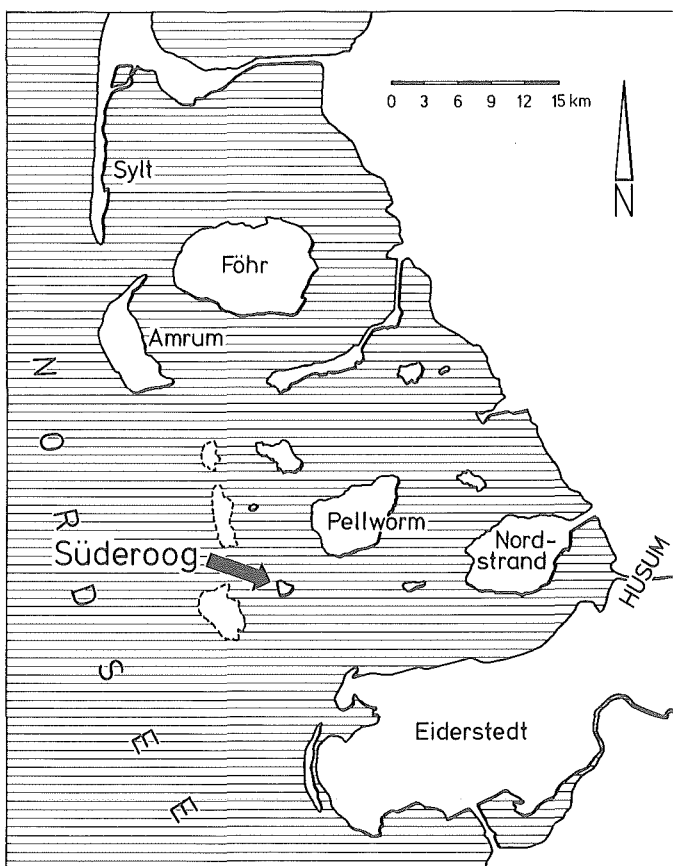
2. Standortsspezifische Auslegungskriterien für die Gesamtanlage

=====

Bei der Auswahl eines geeigneten Standorts für eine windkraftbetriebene Umkehrosmoseanlage stand der Gedanke an einen möglichst hohen Demonstrationswert für das Projekt im Vordergrund. Für eine erste Prototypanlage sollte nach Möglichkeit ein

Inlandsstandort mit günstigen Windverhältnissen und ohne zentrale Wasser- und Elektrizitätsversorgung gefunden werden, der die Betriebsführung der Anlage mit vertretbarem Aufwand gestattet.

Ausgehend von diesen Kriterien wurde die Hallig Süderoog ausgewählt. Die ca. 56 ha große Hallig liegt 6 km südwestlich von der Insel Pellworm im Nordfriesischen Wattenmeer (Abb. 1). Die auf der Hallig lebende Familie hat einen Jahresbedarf an Trink- und Brauchwasser von ca. 100 m^3 . Die Versorgung erfolgt aus einem auf der Warft installierten Erdtank von 25 m^3 Fassungsvermögen. Bis zur Inbetriebnahme der Umkehrosmoseanlage wurde der Tank 4mal jährlich mit Frischwasser gefüllt, welches mit Wasserschuten des Amtes für Land und Wasserwirtschaft Husum vom Festland herantransportiert wurde. Zusätzlich wird Wasser für das vorwiegend im Sommerhalbjahr vorhandene Vieh benötigt. Dieses Wasser wird einem Süßwasserteich, dem sogenannten Fething, entnommen, der durch aufgefangenes Regenwasser und durch ebenfalls mit Schuten transportiertes Frischwasser gespeist wird. Im Jahre 1976 trat ein Spitzenbedarf von 480 m^3 auf, der durch eine schwere Sturmflut verursacht wurde, bei der der Fething durch überflutendes Meerwasser versalzt und anschließend mit Frischwasser regeneriert werden mußte.



Neben der Wasserbedarfsstruktur mußten die örtlichen Verhältnisse und die meteorologischen Bedingungen auf der Hallig bei der Auslegung der Anlage berücksichtigt werden. Wegen Überflutungsgefahr konnte die Windkraftanlage nicht auf dem Halligvorland installiert werden, sondern es mußte ein Standort auf der relativ kleinen Warft gefunden werden. Bei Windrichtungen zwischen Nord und Ost steht die Anlage im Schatten der Gebäude, so daß diese Winde für den Anlagenbetrieb nicht genutzt werden können. Ein weiterer meteorologischer Parameter, der die Anlagenverfügbarkeit reduziert, ist die Lufttemperatur. In den Monaten Dezember, Januar, Februar und März liegt der minimale Monatsmittelwert unter dem Gefrierpunkt, so daß in diesen Monaten mit dem Einfrieren der im Freien installierten Wasserleitungen der Umkehrosmoseanlage gerechnet werden muß. Bei der Auslegung wurde deshalb eine 3monatige Abschaltpause von Anfang Dezember bis Anfang März berücksichtigt.

Abb. 1: Lageplan der Hallig Süderoog

Unter Zugrundelegung der geschilderten Kriterien ergaben sich folgende Eingangsgrößen für die Auslegung des Gesamtsystems:

- Maximale jährliche Frischwasserproduktion 500 m^3 ;
- potentielle Betriebszeit 9 Monate $\approx 6\,570 \text{ h}$;
- nicht nutzbare Windrichtungen $0 - 90^\circ$ (Nord-Ost).

3. Anlagenbeschreibung

3.1. Entsalzungsteil

Die Anlage wird aus einem 20 m tiefen Brunnen mit Rohwasser versorgt. Der Brunnen befindet sich auf der Warft der Hallig und liefert Wasser mit einem Salzgehalt von ca. 2,7 %. Diese Art der Wasserversorgung wurde gewählt, weil die Entnahme von Oberflächenwasser auf einer im Wattenmeer gelegenen Hallig sehr aufwendig und nur bei Hochwasser möglich ist.

Das leicht gelblich gefärbte huminstoff- und schwefelwasserstoffhaltige Rohwasser wird praktisch das ganze Jahr über mit einer Temperatur von 10 °C gefördert und hat die in Tabelle 1 angegebenen Analysenwerte.

Tabelle 1: Analyse des Rohwassers

pH :	7,9	Mg ⁺⁺ :	1 030,0 mg/l
LF ₂₀ :	37 200,0 µS/cm	Fe _{ges} :	0,6 mg/l
TDS :	27 242,0 mg/l	Mn _{ges} :	0,2 mg/l
Na ⁺ :	8 600,0 mg/l	Cl ⁻ :	14 946,0 mg/l
K ⁺ :	405,0 mg/l	SO ₄ ⁼⁼ :	2 130,0 mg/l
Ca ⁺⁺ :	310,0 mg/l	Alk :	2,2 mVal

Die Auslegung des Entsalzungsteils erfolgte unter Zugrundelegung der folgenden Randbedingungen:

- Frischwasserjahresproduktion = 500 m³;
- mögliche Einschaltdauer der Entsalzungsanlage unter Berücksichtigung der dreimonatigen Winterpause : 30 %;
- Rohwassertemperatur = 10 °C;
- Permeatmengenstromdichte = 450 l/m²d;
- Rohwasserbetriebsdruck = 60 bar;
- Entnahmeverhältnis (Permeat-/Rohwasservolumenstrom) = 25 %.

Es ergab sich ein Auslegungspermeatvolumenstrom von 190 l/h, ein Rohwasservolumenstrom von 760 l/h und eine erforderliche Membranfläche von 10,1 m². Gewählt wurden zwei Standard-RP-Moduln mit je 5,3 m² Membranfläche und eine Rohwasser-Hochdruckpumpe mit einer Förderleistung von 800 l/h bei einem Druck von 60 bar. Hieraus ergibt sich ein Permeatvolumenstrom von etwa 200 l/h.

Der Aufbau der Entsalzungsanlage ergibt sich aus dem in Abb. 2 dargestellten Fließschema: Die Brunnenpumpe fördert das Rohwasser über ein Kerzenfilter in den Rohwassertank. Dieser befindet sich auf dem Dach des 20'-Containers, in dem die übrigen Anlagenteile untergebracht sind. Das Rohwasser gelangt über ein Versprühsystem in den Tank, wodurch der im Wasser gelöste Schwefelwasserstoff weitgehend ausgetrieben wird.

Aus dem Rohwassertank läuft das Rohwasser über ein Sieb der Vordruckpumpe zu, welche direkt in die Hochdruck-Kolbenpumpe einspeist. Die Kolbenpumpe fördert in zwei hintereinandergeschaltete GKSS-RP-Moduln.

Die am Ende des zweiten Moduls austretende Sole wird über ein Druckhalteventil in das Abwassersystem der Hallig abgegeben. Das Permeat gelangt über eine Leitfähig-

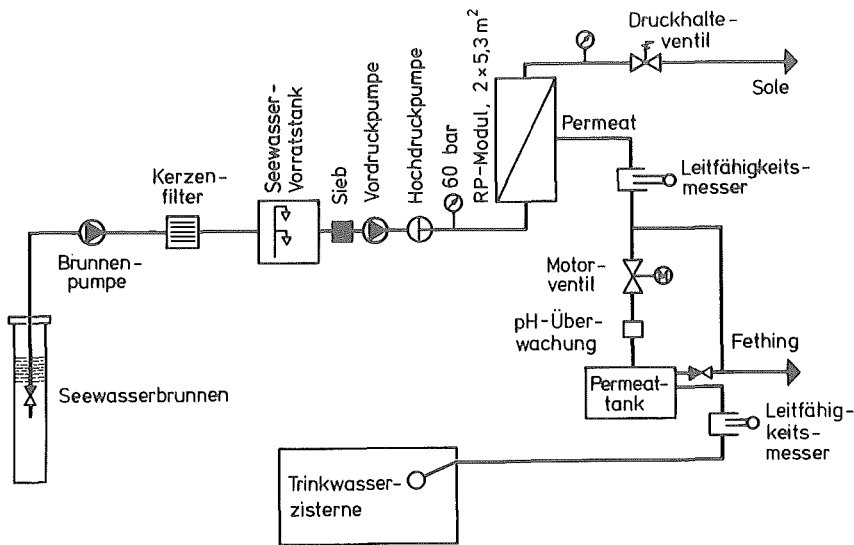


Bild 2: Fließschema der Entsalzungsanlage

keitsmeßstelle und eine der Geschmacksaufbesserung dienende Nachbehandlungsstrecke (Dolomitgestein) in den Permeattank bzw. wird bei Vorliegen einer Störung (zu hoher Leitfähigkeit) über einen Bypass in den Fething geleitet. Aus dem Permeattank läuft das Permeat als gebrauchsfertiges Trinkwasser in die vorhandene Zisterne der Hallig, wobei zur Kontrolle ein weiteres Leitfähigkeitsmeßgerät eingeschaltet ist.

Die technischen Daten der Anlage sind in der Tabelle 2 zusammengestellt.

Tabelle 2: Technische Daten der Entsalzungsanlage

Rohwassersalzgehalt	27 000 ppm
Rohwasserleitfähigkeit	37 200 $\mu\text{S}/\text{cm}$
Rohwasservolumenstrom	800 l/h
Permeatsalzgehalt	334 ppm
Permeatleitfähigkeit	460 $\mu\text{S}/\text{cm}$
Permeatvolumenstrom	200 l/h
wirksame Membranfläche	2 \cdot 5,3 m ²
Betriebsdruck	60 bar
Inhalt des Rohwassertanks	2 m ³
Inhalt des Permeattanks	200 l
Inhalt der Zisterne	25 m ³
Leistungsbedarf der Anlage	3,8 kW

Die wichtigste Anlagenkomponente, der GKSS-RP-Modul, ist in Abb. 3 dargestellt. Der Modul besteht im wesentlichen aus einem zwischen zwei Endplatten gespannten Stapel aus kreisförmigen Modulplatten und Umlenkplatten, die abwechselnd übereinander angeordnet sind. Die Modulplatten sind beidseitig mit Drainagevlies und Membranen belegt und haben in der Mitte eine Bohrung als Rohwasserdurchlaß. Die Umlenkplatten dienen zur Führung des Rohwassers. Die Membranen werden innen an der Zentralbohrung der Modulplatten durch eine zweigeteilte Innendichtung und außen durch eine Ringdichtung abgedichtet und auf der Modulplatte gehalten.

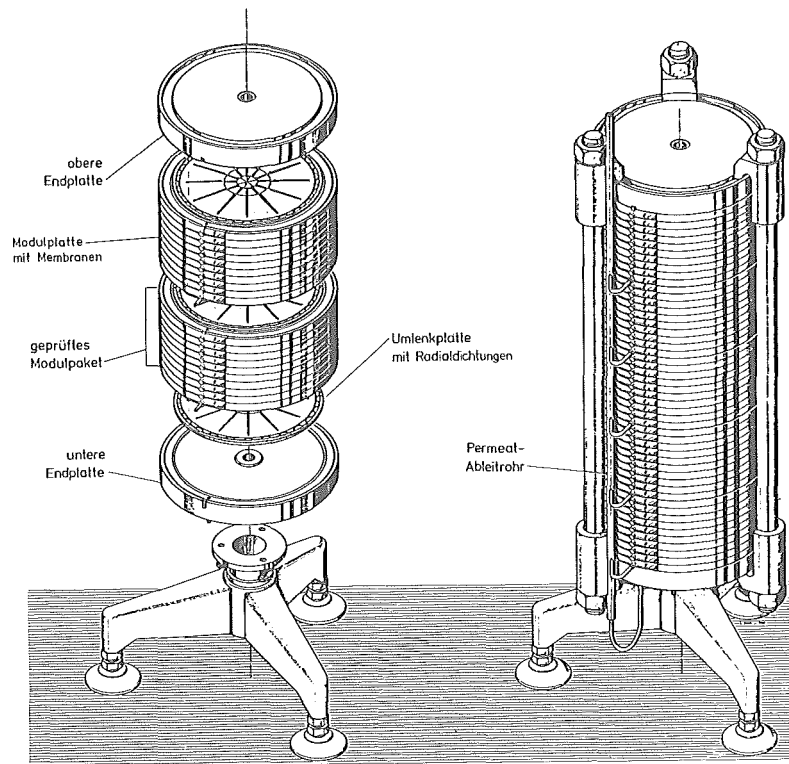


Bild 3: GKSS-RP-Modul

Das Rohwasser wird über den zentralen Anschluß in der unteren Endplatte eingespeist und tritt aus dem entsprechenden Anschluß in der oberen Endplatte wieder aus. Die beiden Moduln mit je 80 Modulplatten entsprechend einer Membranfläche von je $5,3 \text{ m}^2$ sind in Reihe geschaltet.

Das Permeat (Trinkwasser) tritt durch die Membranen hindurch und wird in der Drainageschicht nach außen abgeleitet. Die Drainageschicht reicht bis unter die äußere Ringdichtung und das Wasser fließt unter der Dichtung hindurch in einen Permeatsammelraum zwischen den Tragplatten, von wo es durch Verbindungsbohrungen zu den seitlich angeordneten Permeatanschlüssen und dem Permeatsammelrohr geleitet wird. Die eingesetzten Membranen sind Polyamid-Komposit-Membranen mit einem Salzkückhaltevermögen von ca. 99 %.

Die Brunnenpumpe, eine selbstansaugende Kreiselpumpe, arbeitet intermittierend, gesteuert durch Schwimmerschalter im Rohwasservorratstank. Die Vordruckpumpe, ebenfalls eine Kreiselpumpe, arbeitet nur, wenn der Min-Kontakt im Rohwassertank überschritten ist. Die Hochdruckkolbenpumpe startet grundsätzlich erst, wenn die Vordruckpumpe 30 s in Betrieb ist. Auf diese Weise wird ein sanfter Druckaufbau in den RP-Moduln bewirkt, da die Vordruckpumpe durch die Kolbenpumpe hindurch bereits die Moduln beaufschlagt. Ein besonderes Anfahr-Bypass-System, wie sonst bei RO-Anlagen üblich, ist für den GKSS-RP-Modul aufgrund seiner Dichtungsstruktur nicht erforderlich.

3.2. Windkraftanlage

Entsprechend der Auslegung des Entsalzungsteils muß die Windkraftanlage in der Lage sein, ca. 2 600 h im Jahr eine elektrische Leistung von 3,8 kW zu erzeugen. Zu berücksichtigen ist dabei die Abschaltperiode von Dezember bis einschließlich Februar und die Tatsache, daß der Nordost-Sektor der Windrichtung nicht genutzt werden kann.

Abb. 4 zeigt die Windrose für die Monate März bis November 1982 für die benachbarte Insel Pellworm. Aus der Windrose geht hervor, daß Windgeschwindigkeiten von über 6 m/s mit ca. 40 % Häufigkeit aus dem in Abb. 4 eingezeichneten nutzbaren Richtungssektor kommen. Die geforderte Einschaltdauer der Entsalzungsanlage wird also dann erreicht, wenn die Windkraftanlage bei 6 m/s Windgeschwindigkeit eine elektrische Leistung von 3,8 kW erzeugt und die Gesamtanlage eine technische Verfügbarkeit von 75 % erzielt.

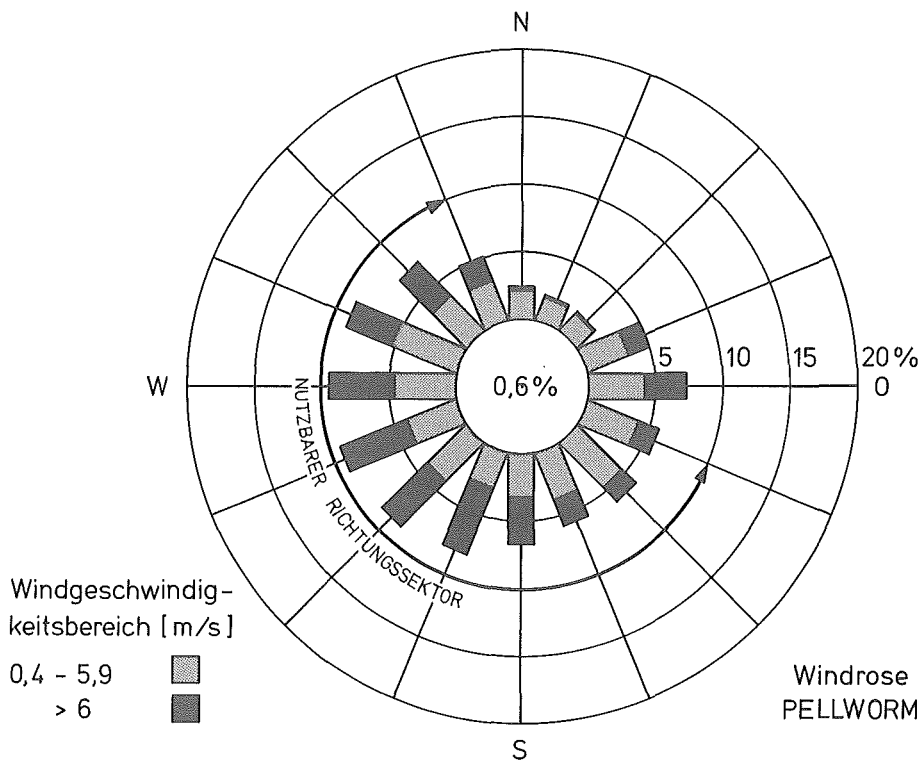


Abb. 4: Windrose für Pellworm, März bis November 1982

Eine auf dem Versuchsfeld für Windkraftanlagen Pellworm gemessene Kennlinie (Abb. 5) zeigt, daß die für Süderoog ausgewählte MAN-AEROMAN-11/11-Anlage bei 6,1 m/s eine elektrische Leistung von 3,8 kW abgibt [15]. Die vom Hersteller für Kosten und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen angenommene technische Anlagenverfügbarkeit liegt bei 85 % [16]. Bei der Auslegung der Gesamtanlage wurde angestrebt, ohne einen teuren und wartungsbedürftigen Batteriespeicher auszukommen und die Ungleichförmigkeit des Windenergieangebots durch Speicherung von Frischwasser in dem vorhandenen 25-m³-Erdtank auszugleichen. Der AEROMAN ist für eine direkte elektrische Kopplung mit der Entsalzungsanlage geeignet, da die Anlage durch Rotorblattverstellung über den gesamten nutzbaren Windgeschwindigkeitsbereich 50 Hz Drehstrom mit einer Genauigkeit von ± 2 Hz abgibt. Bei dieser Betriebsweise kann die über den Bedarf der Entsalzungsanlage hinausgehende Energie, die der AEROMAN bei entsprechenden Windgeschwindigkeiten gemäß der Kennlinie in Abb. 5 abgibt, für die Versorgung von elektrischen Verbrauchern auf der Hallig genutzt werden. Auf diesen "Doppelzweckbetrieb" zur Frischwasser- und Elektrizitätserzeugung und den Einfluß zusätzlich erzeugter elektrischer Energie auf die Wassergestehungskosten wird in Abschnitt 5 näher eingegangen. Die wichtigsten technischen Daten der Anlage sind in Tabelle 3 zusammengestellt.

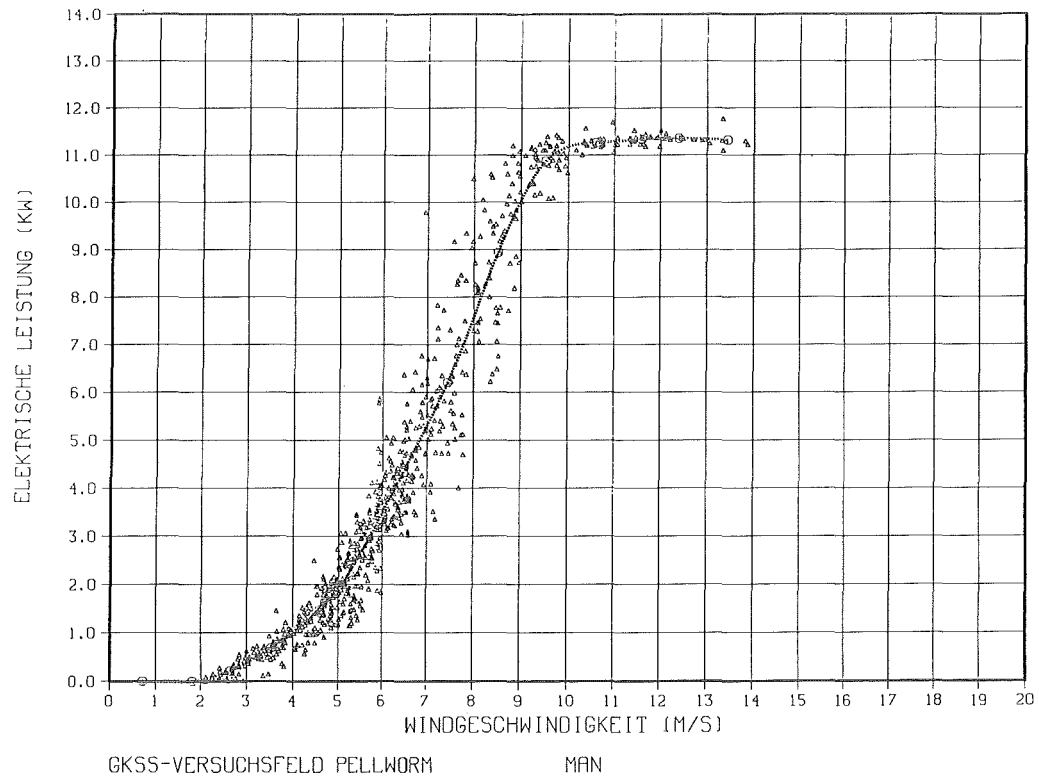


Abb. 5: Leistungskennlinie der MAN-AEROMAN-11/11-Windkraftanlage

Tabelle 3: Technische Daten der MAN-AEROMAN-11/11-Windkraftanlage

Zweiblattrotor mit Blattverstellung	
Leeläufer	
Rotordurchmesser	11,6 m
Nenndrehzahl	88 min ⁻¹
Blattprofil NACA 4415-4427	
Werkstoff GFK	
Drehstromsynchrongenerator	
Nenndrehzahl	1500 min ⁻¹
Nennleistung	14 KVA
Nennspannung	220/380 V
Windrichtungsnachführung durch Seitenrad	
abgespannter Rohrmast von 10 m Höhe	

Wichtige Kriterien für die Auslegung des gekoppelten Systems Windkraftanlage - Entsalzungsanlage sind Art und Häufigkeit der An- und Abschaltvorgänge. Die Entsalzungsanlage wird mit konstantem Betriebsdruck und Durchsatz und damit auch mit einer nahezu konstanten Leistungsaufnahme von 3,8 kW gefahren. Diese Betriebsweise bedingt, daß beim Über- und Unterschreiten der 3,8-kW-Schwelle an- bzw. abgeschaltet wird. Um abschätzen zu können, mit welcher maximalen Häufigkeit An- und

Abfahrvorgänge auftreten können, wurden Zeitreihen der Windgeschwindigkeit und der elektrischen Leistung des AEROMAN auf dem Testfeld Pellworm gemessen. Eine dieser Zeitreihen mit 10-s-Mittelwerten zeigt Abb. 6. Über einen Zeitraum von 48 min wurde im Mittel mit 2,77 kW eine Leistung erzeugt, die deutlich unterhalb der Einschaltsschwelle liegt. Dennoch gibt es 29 Perioden mit Leistungen oberhalb der Einschaltgrenze. Die sich daraus ergebende mittlere Einschalthäufigkeit von 6 pro 10 min kann für die Entsalzungsanlage nicht akzeptiert werden. Es wurde deshalb ein Heizwiderstand von 4 kW zur Aufschaltverzögerung vorgesehen. An diesen Widerstand ist der Generator der Windkraftanlage während des Anfahrvorganges angeschlossen. Fällt die Generatorfrequenz für eine Zeit von 10 min nicht unter 50 Hz ab, wird automatisch auf die Entsalzungsanlage umgeschaltet und diese in Betrieb genommen. Für den in Abb. 6 dargestellten Zeitraum würde die Aufschaltverzögerung die Inbetriebnahme der Entsalzungsanlage verhindern, da zu keiner Zeit mehr als 10 Minuten lang eine Leistung von 4 kW erzeugt wurde.

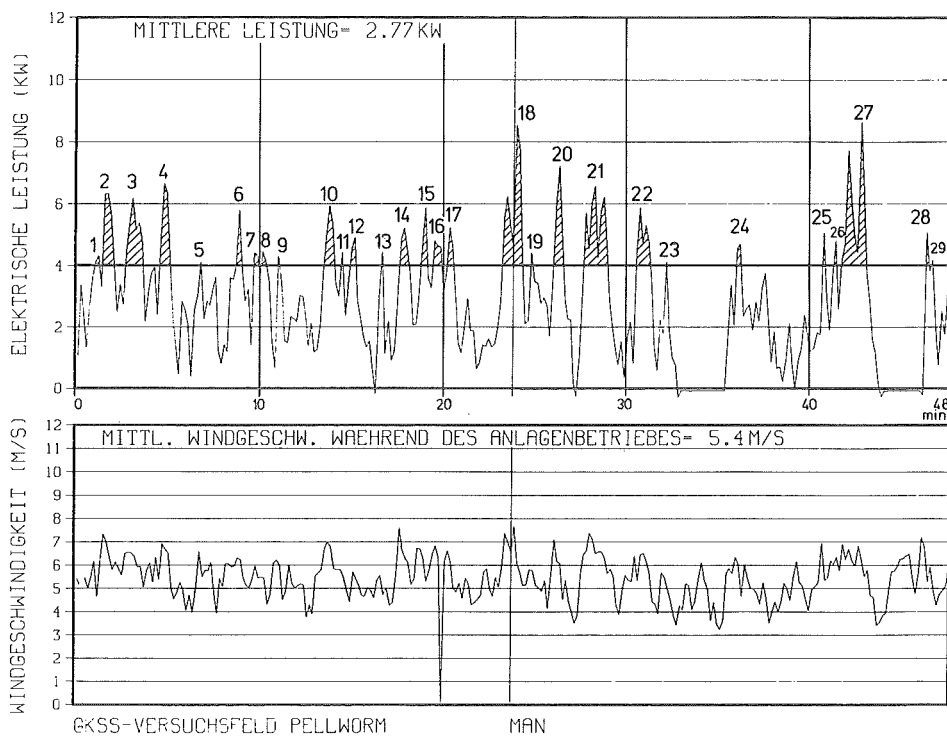


Abb. 6: Leistungs- und Windgeschwindigkeitszeitreihe mit 10-s-Mittelwerten

Um die maximal zu erwartende Einschalthäufigkeit mit der 10-min-Aufschaltverzögerung abschätzen zu können, sind in Abb. 7 die 10-min-Mittelwerte für Windgeschwindigkeit und Leistung und in Abb. 8 die entsprechenden h-Mittelwerte vom 1. bis 7. Juli 1981 dargestellt. Dieser Zeitraum wurde ausgewählt, weil bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,7 m/s und dem Durchzug von drei Tiefdruckwirbeln mit ihren Frontensystemen eine besonders hohe Häufigkeit von Windgeschwindigkeitsschwankungen und damit auch Leistungsschwankungen um den Einschaltpunkt von 4 kW zu erwarten waren [17]. Aus der Leistungszeitreihe in Abb. 7 sind 16 Einschaltvorgänge ersichtlich, welches einer mittleren Einschalthäufigkeit von 2,29 pro Tag entspricht.

Erhöht man die Aufschaltverzögerung auf 1 h, wird die Anzahl der Einschaltvorgänge gemäß Abb. 8 auf 7 und damit im Mittel auf 1 pro Tag reduziert. Die potentiell-

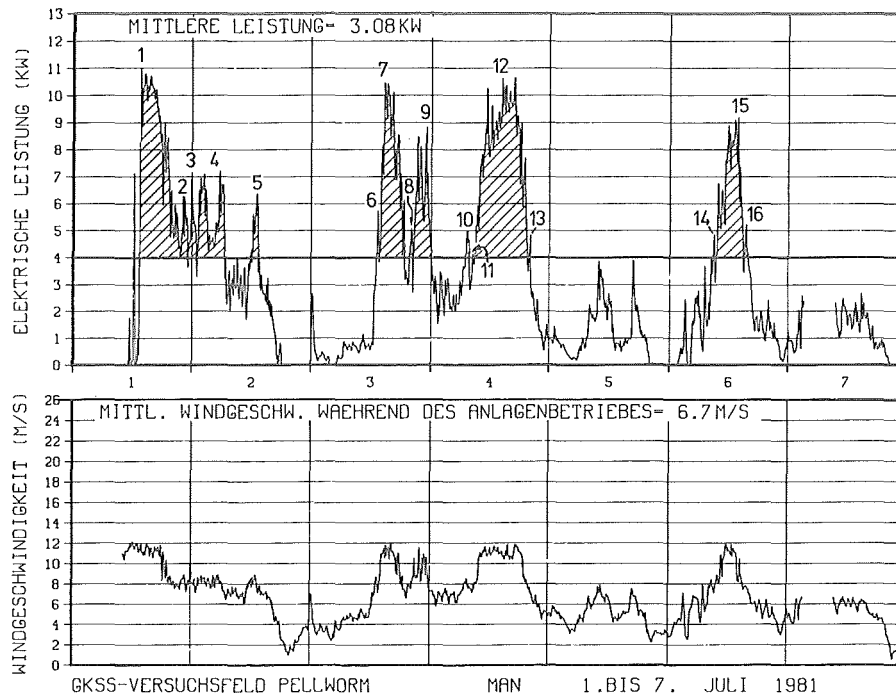


Abb. 7: Leistungs- und Windgeschwindigkeitszeitreihe mit 10-min-Mittelwerten

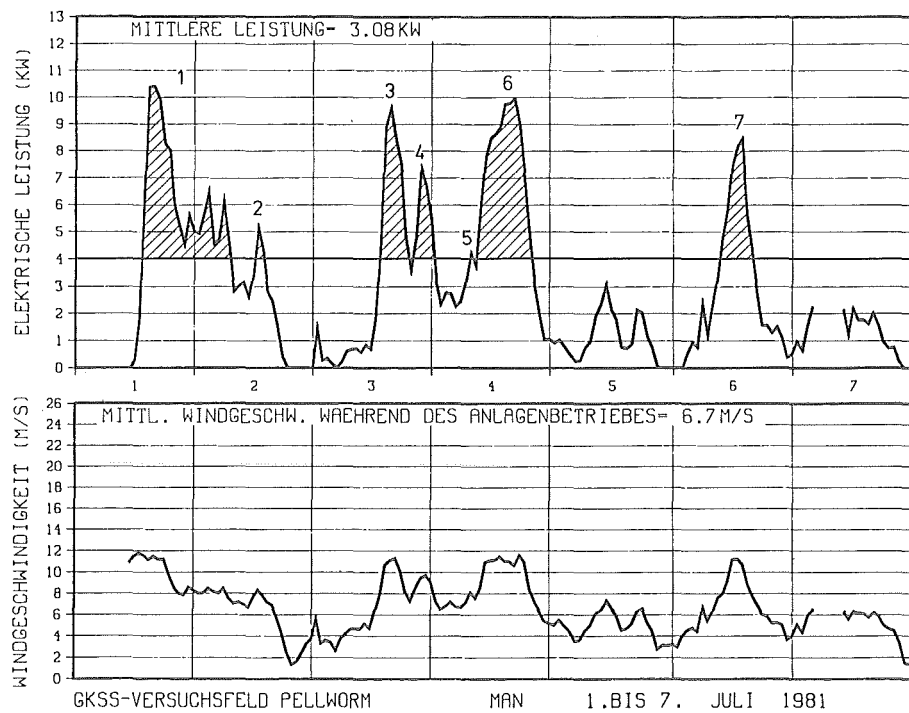


Abb. 8: Leistungs- und Windgeschwindigkeitszeitreihe mit 1-h-Mittelwerten

le Betriebszeit für die Entsalzungsanlage ist für beide Verzögerungszeiten mit ca. 47 h gleich groß. Zu berücksichtigen ist jedoch die unterschiedliche effektive Betriebszeit aufgrund der unterschiedlichen Anzahl und Dauer der Aufschaltvorgänge. Sie wird gegenüber der potentiellen Betriebszeit bei der 1-h-Variante um $7 \cdot 60 \text{ min} = 420 \text{ min}$ und bei der 10-min-Verzögerung um $16 \cdot 10 \text{ min} = 160 \text{ min}$ reduziert. Die Differenz von 260 min bedeutet eine um etwa 10 % höhere Betriebszeit im Falle der 10-min-Variante. Da eine mittlere Einschalthäufigkeit von 2,29 pro Tag für Moduln und Membranen unbedenklich ist, wurde für die Anlage eine 10-min-Aufschaltverzögerung gewählt.

Die Abschaltung muß, wenn die Generatorfrequenz die untere Regelgrenze von 48 Hz unterschreitet, praktisch verzögerungsfrei erfolgen, da die Entsalzungsanlage mit handelsüblichen 50-Hz-Drehstrom-Verbrauchern ausgerüstet ist. Um Abschaltvorgänge bei geringen Leistungsschwankungen im Bereich der Einschaltsschwelle zu vermeiden, wurde diese um 0,2 kW höher als die für den Anlagenbetrieb erforderliche Höchstleistung gelegt. Aufgrund der relativ geringen Standardabweichung der Windschwindigkeiten im Küstenvorfeld gegenüber Landstandorten wird erwartet, daß die Einschaltsschwelle von 4 kW hinreichend groß ist, um z.B. Abschaltvorgänge während der (in Abb. 7 schraffiert gezeichneten) Betriebsperioden zu verhindern, in denen das 10-min-Mittel der Leistung größer als 4 kW ist.

4. Betriebserfahrungen und Ergebnisse

=====

Der Probetrieb mit der vorstehend beschriebenen Anlage wurde im Juli 1982 aufgenommen (Abb. 9). Von diesem Tage an erfolgte die Trinkwasserversorgung der Hallig ausschließlich durch die Windkraft-Meerwasserentsalzungsanlage. Die Qualität des erzeugten Trinkwassers wurde in chemischer und bakteriologischer Hinsicht wiederholt durch das zuständige Kreisgesundheitsamt Husum überprüft und für gut befunden.

Dem Probetrieb gingen eine Reihe von Labor- und Feldexperimenten mit gekoppelten Systemen Windkraftanlage - Hochdruckpumpe voraus. Zu Beginn der Designphase des Projekts wurden die derzeit auf dem deutschen Markt verfügbaren Windkraftanlagen im Hinblick auf ihre Eignung zur Energieversorgung einer Umkehrosmoseanlage systematisch untersucht.

Aufgrund des technischen Fortschritts ergaben sich während der Bearbeitung des Projekts wesentliche Verbesserungen an den wichtigsten Komponenten der Gesamtanlage, nämlich der Windkraftanlage, den Umkehrosmose-Moduln und den Membranen. Diese Verbesserungen konnten bei der endgültigen Ausführung der Anlage berücksichtigt werden:

- Der MAN-AEROMAN-Windgenerator ist aufgrund seines elektrohydraulischen Regelsystems in der Lage, sicher und weitgehend unbeaufsichtigt im Inselbetrieb bei vorhandener Mindestwindgeschwindigkeit Drehstrom mit der konstanten Frequenz von 50 Hz zu liefern.
- Mit dem GKSS-RP-Modul wurde ein Umkehrosmose-Modul entwickelt, der besonders robust und unempfindlich ist gegenüber den zu erwartenden über das übliche Maß hinausgehenden An- und Abschaltungen.
- Die eingesetzte Umkehrosmose-Membran ist eine Kunststoff-Composit-Membran, die den zu Beginn der Projektphase verfügbaren Celluloseacetat-Membranen in jeder Hinsicht weit überlegen ist.

Durch diese Entwicklungen war es möglich, die Anlage auf der Hallig gegenüber den ersten Konzepten stark zu vereinfachen und so zu bauen, wie vorstehend beschrie-



Abb. 9: Hallig Süderoog mit Windkraft-Wasserentsalzungsanlage

ben. Hierbei ist insbesondere noch einmal zu betonen, daß die Anlage

- ohne Energiespeicher;
- ohne Anfahr-Bypass;
- ohne Chemikaliendosierung und
- bis auf zwei einfache mechanische Filter ohne Rohwasservorbehandlung betrieben wird.

Bei Störungen an der Windkraftanlage, die jedoch nur zu Beginn der Betriebszeit häufiger auftraten, ist es ohne weiteres möglich, die Wasserentsalzungsanlage in Verbindung mit dem vorhandenen Dieselaggregat zu betreiben und somit die Wasserversorgung sicherzustellen.

Die Permeatleistung der Membranen nimmt mit zunehmender Betriebsdauer allmählich ab. Es wird daher für sinnvoll gehalten, nach 2 Betriebsjahren einen Membranwechsel durchzuführen.

Um Betriebserfahrungen zu sammeln, wurde der Anlagenbetrieb während des ersten Jahres mit nur einem Modul durchgeführt. Dies war möglich, da die hierbei produzierte Trinkwassermenge im Normalfall (keine extreme Sturmflut) für die Versorgung der Halligbewohner ausreicht.

Das in Abb. 10 dargestellte Betriebsergebnis zeigt ein völlig normales Verhalten der Anlage und demonstriert in überzeugender Weise, daß die Umkehrosmoseanlage dem rauen Betrieb mit mehreren hundert An- und Abfahrvorgängen gewachsen ist.

Durch die inzwischen erfolgte Installation des zweiten Moduls wird sich die erzeugte Trinkwassermenge etwa verdoppeln, so daß die Auslegungswerte der Anlage erreicht werden.

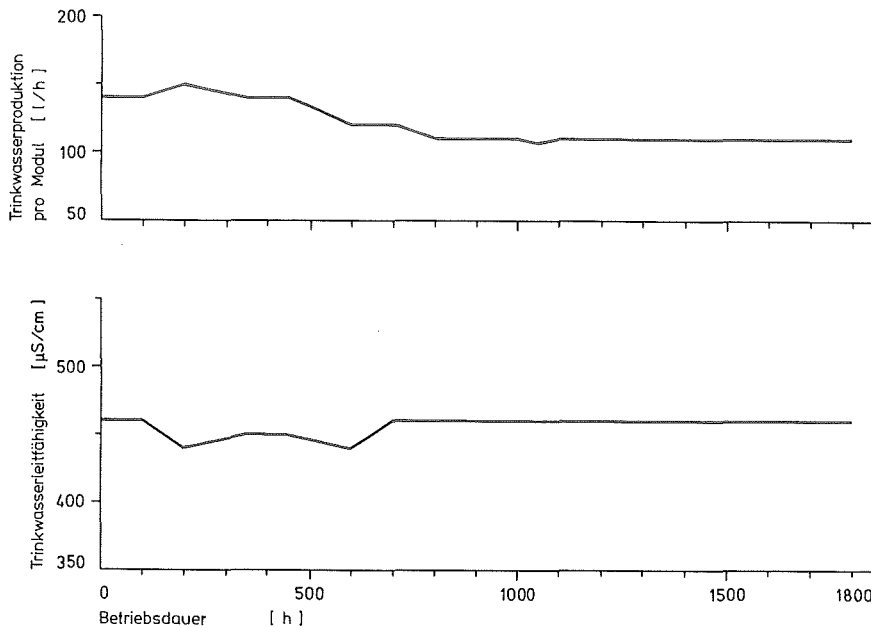


Abb. 10: Trinkwasser-
volumenstrom und Leit-
fähigkeit (Juli 1982
bis August 1983)

5. Kosten und Wirtschaftlichkeit

Für die kommerzielle Nutzung von windkraftbetriebenen Umkehrosmoseanlagen ist es notwendig, die Kosten des Verfahrens zu ermitteln und vergleichende Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen durchzuführen. Für die Süderoog-Anlage ist dieses außerordentlich schwierig, da es sich bei der Entsalzungsanlage um eine im GKSS-Forschungszentrum entwickelte und gefertigte Prototypanlage handelt, an der während des Versuchsbetriebes eine Reihe von Veränderungen vorgenommen wurden. Für die Berechnung von Wassergestehungskosten wurden deshalb Angebote von Industriefirmen herangezogen, die Umkehrosmoseanlagen mit dem GKSS-Plattenmodulsystem in Lizenz herstellen. Als Orientierungshilfe sind in Abb. 11 spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit von den 5 kleinsten Anlagengrößen aufgetragen, die von einem Lizenznehmer katalogmäßig angeboten werden. Außerdem ist für jede Anlagengröße die vom Hersteller angegebene Leistungsaufnahme des RO-Teils, also ohne Rohwasserver- und -entsorgung, eingetragen. Es zeigt sich, daß die Süderoog-Anlage am Anfang der Kurve mit den höchsten spezifischen Investitionskosten angesiedelt ist und daß das Ende der Kurve durch eine Anlage repräsentiert wird, die eine 25%ige Kostendegression aufweist und noch mit einer MAN-AEROMAN-Windkraftanlage als Energieversorgungssystem betrieben werden kann. Es soll deshalb nachfolgend neben der Kosten- und Wirtschaftlichkeitsrechnung für die in einem Container installierte Anlage und eine gleichgroße Folgeanlage ohne Container auch der in Abb. 11 dargestellte Leistungsbereich für Standorte mit vergleichbaren Windverhältnissen und größerem Frischwasserbedarf untersucht werden.

Der Preis der MAN-AEROMAN-Windkraftanlage mit 11 m Rotordurchmesser und wahlweise zwei verschiedenen Generatorleistungen (11 und 20 kW) wird vom Hersteller [16] mit den prognostizierten Einsparungen durch Serienbau wie folgt angegeben:

- Vorserie: 100 000 DM;
- Kleine Serie (100er Los): 60 000 DM;
- Große Serie (250er Los): 50 000 DM.

Folgender Lieferumfang ist in diesen Preisen enthalten:

- AEROMAN-11/11-(bzw. 11/20-)Windkraftanlage;

- elektrohydraulische Regelung;
- Verbrauchersteuerung für die evtl. Versorgung zusätzlicher elektrischer Verbraucher;
- Elektroverteilung;
- 10-m-Mast;
- Fundament für Mast und Elektroschrank;
- Verpackung und Transport;
- Montage und Inbetriebnahme.

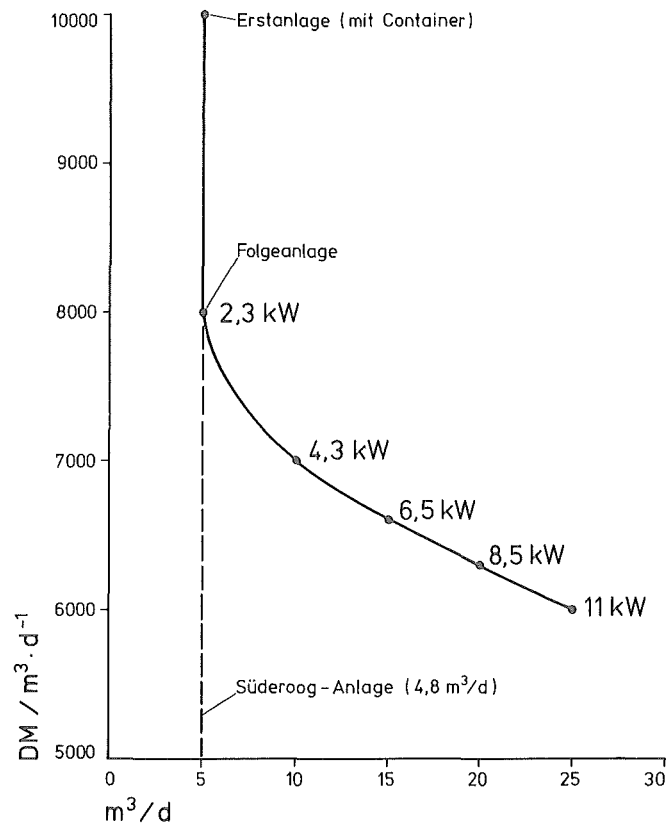


Abb. 11: Spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit von der Nennkapazität bei der Meerwasserentsalzung durch Umgekehrte Osmose, GKSS-Plattenmodulsystem [7]

Ausgehend von der Kostenstruktur der Entsalzungsanlage (Abb. 11) und den Preisen für die MAN-AEROMAN-Windkraftanlage werden in der Tabelle 4 anteilige Kosten und als deren Summe die Wassergestehungskosten für die Erstanlage und eine evtl. Folgeanlage gezeigt. Zu der Tabelle ist anzumerken, daß bei einer Folgeanlage der Entsalzungsteil im Wirtschaftsgebäude der Hallig frostfrei installiert würde, so daß die Anlage das ganze Jahr über betrieben werden könnte und die Jahreskapazität sich entsprechend erhöht. Bei den Wartungskosten für die Folgeanlage wird angenommen, daß sich aufgrund weiterer technischer Verbesserungen an der Anlage und wachsender Routine des Service-Personals eine Kostenreduzierung um 25 % ergibt.

Die Reduzierung der Wassergestehungskosten um 50 % bei einer Folgeanlage ist im wesentlichen auf die Verringerung der Investitionskosten für die Windkraftanlage bei Serienbau zurückzuführen, zu einem geringeren Teil auch auf die Erhöhung der Betriebszeit durch die frostfreie Installation der Entsalzungsanlage und die Herabsetzung der Wartungskosten.

Eine weitere Senkung der Wassergestehungskosten wird erzielt, wenn die Windkraftanlage für die Versorgung von zusätzlichen elektrischen Verbrauchern genutzt wird

Tabelle 4: Anteilige Kapital- und Betriebskosten und Wasserkosten für die windkraftbetriebene Wasserentsalzungsanlage Süderoog

	Erstanlage	Folgeanlage
Nennkapazität	4,8 m ³ /d	4,8 m ³ /d
Betriebszeit	9 Monate/a	12 Monate/a
mittlere Tageskapazität	1,37 m ³ /d	1,82 m ³ /d
Jahreskapazität	500 m ³ /a	666 m ³ /a
spezifische Investitionskosten	37,5 TDM/m ³ d ⁻¹	20,8 TDM/m ³ d ⁻¹
anteilige Kapitalkosten (Lebensdauer 15 a, Zinssatz 8 %)		
Windkraftanlage	28,00 DM/m ³	10,50 DM/m ³
Entsalzungsanlage	<u>14,00 DM/m³</u>	<u>7,00 DM/m³</u>
	42,00 DM/m ³	17,50 DM/m ³
Betriebskosten		
Ersatzteile		
Windkraftanlage	5,00 DM/m ³	3,75 DM/m ³
Entsalzungsanlage	<u>3,00 DM/m³</u>	<u>2,25 DM/m³</u>
	8,00 DM/m ³	6,00 DM/m ³
Wartung		
Windkraftanlage	7,20 DM/m ³	4,00 DM/m ³
Entsalzungsanlage	<u>7,20 DM/m³</u>	<u>4,00 DM/m³</u>
	14,40 DM/m ³	8,00 DM/m ³
Membranwechsel	6,00 DM/m ³	4,50 DM/m ³
Wassergestehungskosten	70,40 DM/m ³	36,00 DM/m ³

und die Anlage im Doppelzweckbetrieb zur Erzeugung von Frischwasser und als "fuel-saver" für das auf der Hallig vorhandene Dieselaggregat gefahren wird. Die Wasserkosten werden durch die Einsparung von Dieselkraftstoff subventioniert. Diese Art der Kostenrechnung wird in der Literatur als "credit method" bezeichnet und üblicherweise bei der Berechnung von Wassergestehungskosten bei Kraftwerkseinheiten mit kombinierter Wasser-Strom-Erzeugung verwendet [19, 20, 21]. In Tabelle 5 sind die Betriebsdaten zusammengestellt, die als Eingangsgrößen für die Berechnung der Wasserkosten im Doppelzweckbetrieb dienen. Abb. 12 zeigt den Einfluß von zusätzlich genutzter elektrischer Energie auf die Wassergestehungskosten in Abhängigkeit von den Kosten für Dieseltreibstoff. Die negative Steigung der Geraden ist von der Menge der zusätzlich genutzten elektrischen Energie abhängig; eine Veränderung der Wassergestehungskosten wie der eingezeichnete Sprung von der Erstanlage auf eine Folgeanlage führt zu einer Parallelverschiebung der Geraden.

Eine Alternative zu der Windkraftanlage als Energieversorgungssystem für die Entsalzung ist die Verwendung des auf der Hallig vorhandenen Dieselaggregats. In Abb. 12 sind deshalb durch Schraffur hervorgehobene Kosten-Geraden für eine dieselbetriebene Erst- bzw. Folgeanlage unter der Annahme aufgetragen, daß die Investitions- und Wartungskosten für das Dieselaggregat den Wasserkosten nicht zugeschlagen werden. Aus dem Diagramm geht hervor, daß bei der Folgeanlage mit Brennstoffkosten von 1,30 DM/l gleiche Wassergestehungskosten von ca. 26,00 DM/m³ für die

windkraft- und die dieselbetriebene Anlage entstehen, wenn die Windkraftanlage zusätzlich 10 000 kWh elektrische Energie erzeugt.

Tabelle 5: Zusätzliche Elektrizitätsversorgung

	Erstanlage	Folgeanlage
Theoretische Jahresenergieausbeute der MAN-AEROMAN-11/11-Windkraftanlage bei $\bar{v} = 6,5 \text{ m/s}$	41 000 kWh	41 000 kWh
technische Anlagenverfügbarkeit	75 %	85 %
effektive Jahresenergieausbeute	31 000 kWh	35 000 kWh
Energieverbrauch der Entsalzungsanlage	10 000 kWh	13 300 kWh
zusätzlich nutzbare elektrische Energie bei einem Nutzungsgrad von		
100 %	21 000 kWh	21 700 kWh
ca. 94 %	20 000 kWh	20 000 kWh
ca. 70 %	15 000 kWh	15 000 kWh
ca. 47 %	5 000 kWh	5 000 kWh

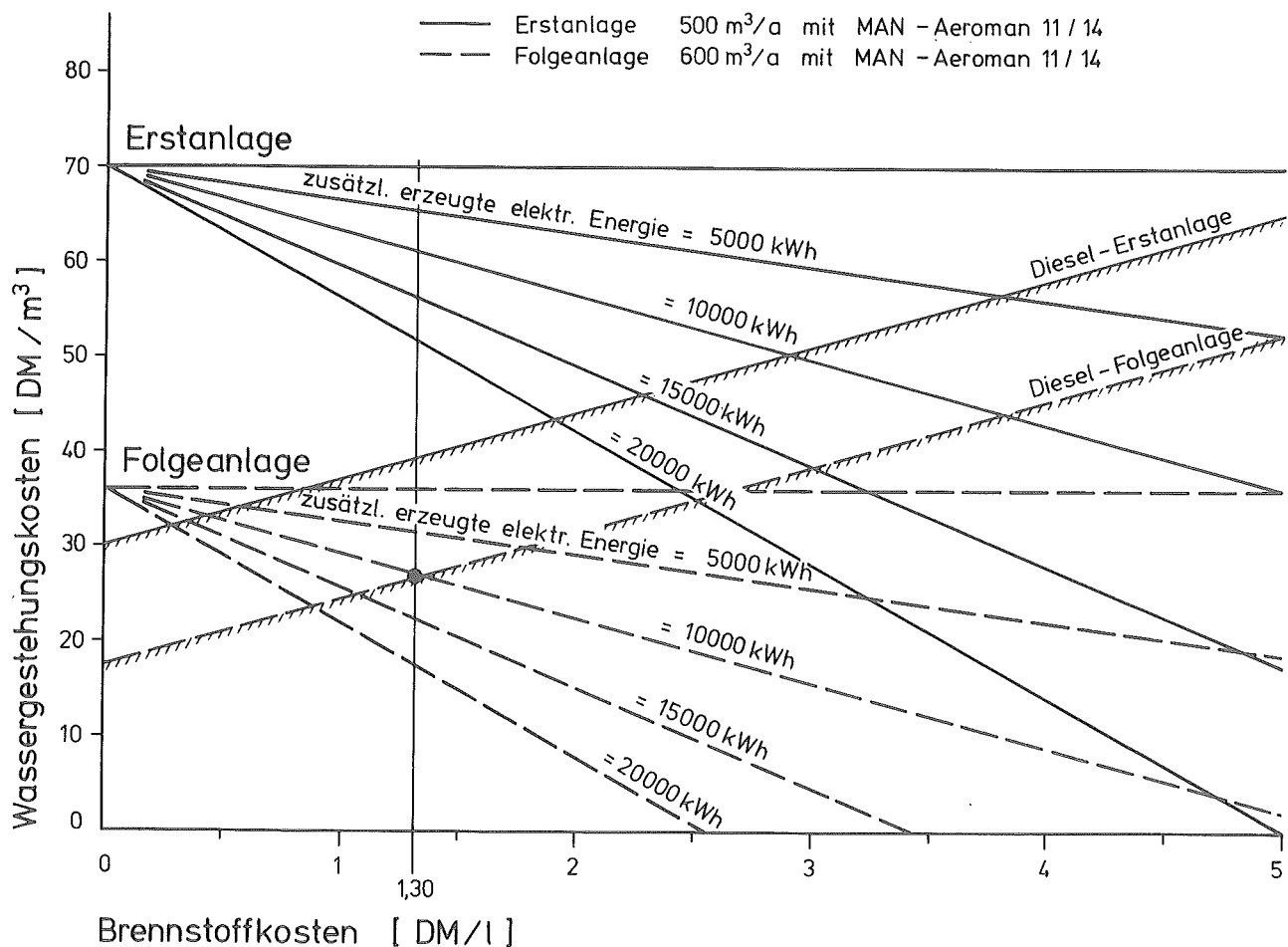


Abb. 12: Wassergestehungskosten bei zusätzlicher Elektrizitätserzeugung in Abhängigkeit von den Dieselprennstoffkosten

Für die bereits erwähnte Untersuchung des in Abb. 11 dargestellten Nennkapazitätsbereiches von 5 bis 25 m³/d wird eine AEROMAN-11/20-Windkraftanlage mit 20 kW installierter Generatorleistung und mit der auf dem Versuchsfeld Pellworm gemessenen Leistungskennlinie (Abb. 13) herangezogen. Auf der Kennlinie sind die Betriebspunkte für die betrachteten Anlagengrößen mit dem dazugehörigen Einschaltwindgeschwindigkeiten markiert. In Tabelle 6 sind die auf Pellworm gemessenen prozentualen Häufigkeiten eingetragen, mit der diese Windgeschwindigkeiten erreicht oder überschritten werden. Aus diesen Werten und einer angenommenen technischen Anlagenverfügbarkeit von 75 % für die Gesamtanlage ergeben sich die Jahres- und mittleren Tageskapazitäten. Diese nehmen, wie der Tabelle und der graphischen Darstellung in Abb. 14 zu entnehmen ist, zunächst mit wachsender Nennkapazität zu. Bei der 15-m³/d-Anlage wird das Maximum erreicht, danach nehmen die Werte aufgrund der stark sinkenden Einschaltdauer wieder ab. Die gestrichelte Kurve in

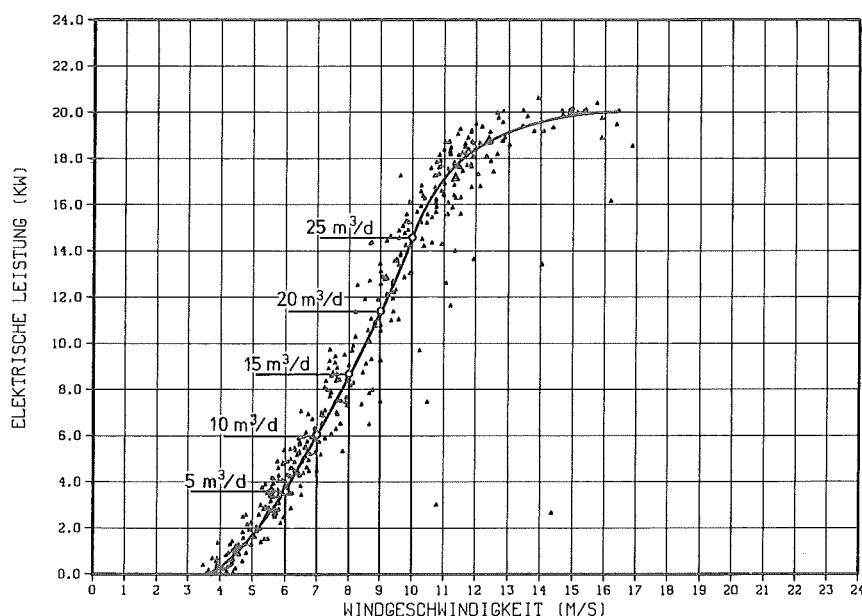


Bild 13: Leistungskennlinie MAN-AEROMAN-11/20-Windkraftanlage

Tabelle 6: Betriebsdaten für Umkehrosmoseanlagen mit einer MAN-AEROMAN-11/20-Windkraftanlage (Standort Süderoog)

Nennkapazität	Bruttoleistungsaufnahme ¹⁾	Einschaltgeschw.	Einschaltdauer	techn. Anlagenverfügbarkeit	Jahreskapazität	mittlere Tageskapazität
in m ³ /d	in kW	in m/s	in %	in %	in m ³ /a	in m ³ /d
5	3,8	6	48	75	660	1,80
10	5,8	7	37	75	1 010	2,76
15	8,3	8	27	75	1 100	3,01
20	10,0	9	19	75	1 040	2,85
25	13,0	10	14	75	960	2,63

¹⁾ einschl. Rohwasserver- und entsorgung

Abb. 14 zeigt die spezifischen Investitionskosten für die Entsalzungsanlage bezogen auf die mittlere Tageskapazität. Sie nehmen trotz der in Abb. 11 gezeigten Kostendegression aufgrund der sinkenden Einschaltdauer mit wachsender Nennkapazität zu.

Da die Investitionskosten für die AEROMAN-11/20-Anlage über den gesamten Bereich konstant sind, ergibt sich eine direkte Abhängigkeit der spezifischen Kosten von der mittleren Tageskapazität und damit der in Abb. 14 gezeigte Kurvenverlauf für die Windkraftanlage. Durch Addition der beiden Kurven entsteht die Investitionskostenkurve für die Anlagen mit einem Minimum bei der 10-m³/d-Anlage mit einer Jahreskapazität von ca. 1 000 m³.

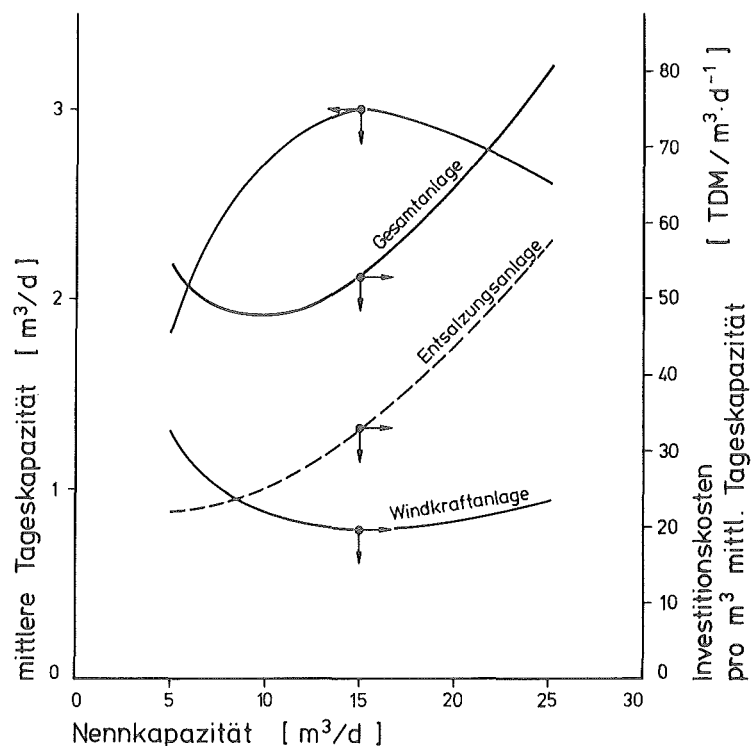


Abb. 14: Mittlere Tageskapazität und spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit von der Nennkapazität bei Umkehrosmoseanlagen mit der MAN-AEROMAN-11/20-Windkraftanlage als Energieversorgungssystem

Wegen der mit steigender Anlagenkapazität sinkenden Einschaltdauer der Anlage erhöht sich die absolute Standzeit der Membranen, so daß die jährlichen Membranwechselkosten nur unterproportional steigen. Wie sich das auf die spezifischen Membranwechselkosten pro m³ Trinkwasser auswirkt, ist in Tabelle 7 dargestellt.

Die gesamten Betriebskosten für den betrachteten Nennkapazitätsbereich sind in Tabelle 8 zusammengestellt.

Zu den konstanten Kosten für Ersatzteile und Wartung bei der Windkraftanlage werden 3,75 % bzw. 6,75 % der Investitionskosten für die Entsalzungsanlage addiert. Die Prozentsätze ergeben sich aus den in Tabelle 4 angegebenen anteiligen Betriebskosten für den Entsalzungsteil der Folgeanlage.

Die Addition der anteiligen Kapital und Betriebskosten ergeben die in Abb. 15 dargestellten Wassergestehungskosten für die 5 betrachteten Anlagengrößen. Die prozentuale Aufteilung zwischen Investitions- und Betriebskosten ist über den gesamten Bereich annähernd konstant. Da die Investitionskosten für die Windkraftanlage konstant sind, nimmt ihr prozentualer Anteil mit wachsender Anlagengröße ab. Die geringsten Wasserkosten werden von der Anlage mit 10 m³/d Nennkapazität erzielt.

Tabelle 7: Membranwechselkosten in Abhängigkeit von der Anlagenkapazität und den jährlichen Betriebsstunden

Nennkapazität in m ³ /d	auf 5-m ³ /d-Anlage normierte Kapazität	jährliche Betriebsstunden	auf 5-m ³ -Anlage normierte Betriebsstunden	Normierungsfaktor für Membranwechselkosten	Membranwechselkosten	
					in DM/m ³	in DM/m ³
5	1	3 168	1,0000	1,0000	3000,--	4,50
10	2	2 424	0,7652	1,5304	4591,--	4,50
15	3	1 760	0,5556	1,6668	5000,--	4,50
20	4	1 248	0,3939	1,5756	4726,--	4,50
25	5	922	0,2910	1,4550	4365,--	4,50

Tabelle 8: Betriebskosten für Umkehrosmoseanlagen mit einer MAN-AEROMAN-11/20-Windkraftanlage als Energieversorgungssystem (Standort Süderoog, 1983)

Nennkapazität in m ³ /d	Jahreskapazität in m ³ /a	Ersatzteile in TDM/a				Wartung in TDM/a				Membranwechselkosten in DM/m ³	Betriebskosten in DM/m ³
		WKA (4,2 %)	RO (3,75 %)	gesamt	anteilig in DM/m ³	WKA (4,5 %)	RO (6,75 %)	gesamt	anteilig in DM/m ³		
5	660	2,5	1,5	4,0	6,00	2,7	2,7	5,4	8,10	4,50	18,60
10	1 010	2,5	1,8	4,3	4,30	2,7	4,7	7,4	7,30	4,50	16,10
15	1 100	2,5	2,5	5,0	4,50	2,7	6,8	9,5	8,60	4,50	17,60
20	1 040	2,5	3,1	5,6	5,40	2,7	8,4	11,1	10,60	4,50	20,50
25	960	2,5	3,8	6,3	6,60	2,7	10,1	12,8	13,30	4,50	24,40

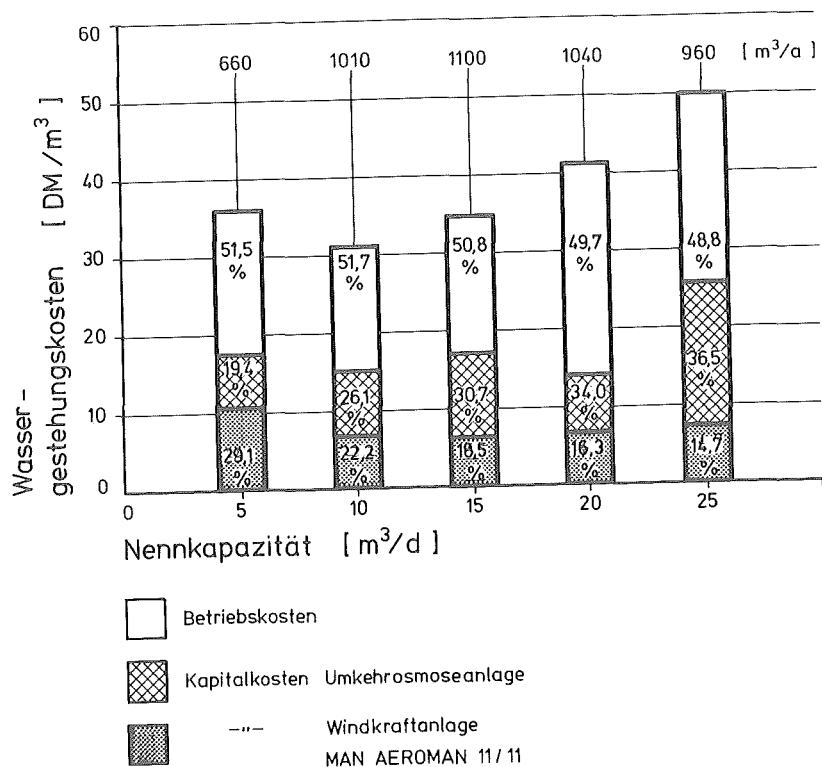


Abb. 15: Prozentuale Aufteilung der Wassergestehungskosten

Dieses Minimum von 31,10 DM/m³ entsteht durch die starke Zunahme der mittleren Tageskapazität gegenüber der 5-m³/d-Anlage bei gleichzeitiger Degression der Investitionskosten. Bei den größeren Anlagen nimmt die mittlere Tageskapazität nur noch leicht zu bzw. wieder ab. Dieser in Abb. 14 dargestellte Effekt überwiegt stark gegenüber der Kostendegression bei der Entsalzungsanlage, so daß die Wassergestehungskosten oberhalb von 10 m³/d Nennkapazität wieder zunehmen.

Zusammenfassend kann gesagt werden, daß mit der MAN-AEROMAN-Windkraftanlage Umkehrosmoseanlagen mit dem GKSS-Plattenmodulsystem im Kapazitätsbereich von 500 bis 1 000 m³ Frischwasser pro Jahr betrieben werden können. Im Falle der Hallig Süderoog sind der Jahresbedarf von ca. 500 m³ sowie die örtlichen Windverhältnisse auslegungsbestimmend und führen zu Wasserkosten von 36,00 DM/m³ und einer installierten Nennkapazität von 4,8 m³/d, welches nicht die kostengünstigste Anlagengröße ist. Für Standorte mit ca. 1 000 m³ Jahresbedarf und vergleichbaren Windverhältnissen können die Wasserkosten auf ca. 31,00 DM/m³ gesenkt werden.

Literaturverzeichnis

- =====
- [1] Bøddeker, K.W.: Grundlagen der osmotischen Wasserentsalzung. Angewandte Chem. 89 (1977) S. 624 - 630.
 - [2] Bøddeker, K.W.; Strathmann, H.: Die Membranfiltration. Chem. in unserer Zeit 8 (1974) S. 105 - 111.
 - [3] Bøddeker, K.W.: Wasserentsalzung durch Umgekehrte Osmose - Stand, Erfahrungen, Aussichten. Chemiker-Ztg. 103 (1979) S. 221 - 228. GKSS 79/E/32.

- [4] Böddeker, K.W.; Hilgendorff, W.; Kaschemekat, J.: An alternative design in reverse osmosis desalination. GKSS 76/E/55.
- [5] Böddeker, K.W.; Hilgendorff, W.; Kaschemekat, J.: Reverse Osmosis - concept and realization of the GKSS plate system. In: A. Delyannis, E. Delyannis (Eds.): Proceedings 6th International Symposium on Fresh Water from the Sea, 1978, Vol. 3, pp. 271 - 276. Athen 1976.
- [6] Hilgendorff, W.; Kahn, G.; Böddeker, K.W.: Technische Beschreibung des GKSS-Plattenmoduls Typ G für die Membranfiltration. GKSS 81/E/43.
- [7] Fries, S.; Wenzlaff, A.; Timm, H.: Ein neuer Plattenmodul für Umgekehrte Osmose und Ultrafiltration. GKSS 78/E/48.
- [8] Buros, O.K.: Desalination by renewable energy sources. In: Dunagan, D. (Ed.): The U.S.A.I.D. Desalination Manual, pp. 724 - 725. CH2M Hill International Corporation, Gainesville, Florida, USA, 1980.
- [9] Fries, S.; Mohn, J.; Petersen, G.: Sea water desalination powered by wind energy. In: BHRA Fluid Engineering (Ed.): Proceedings International Colloquium on Wind Energy, Brighton, U.K., August 27 - 28, 1981, pp. 167 - 172.
- [10] Petersen, G.; Fries, S.; Mohn, J.; Müller, A.: Wind and solar powered reverse osmosis desalination units. Desalination 31 (1979) pp. 501 - 509. GKSS 79/E/49.
- [11] Petersen, G.; Fries, S.; Mohn, J.; Müller, A.: Wind and solar powered reverse osmosis desalination units-design, start up, operating experience. Desalination 39 (1981) pp. 125 - 135. GKSS 82/E/12.
- [12] Petersen, G.; Fries, S.; Kaiba, K.; Knünz, D.: A wind powered water desalination plant for a small island community at the German coast of the North Sea - design and working experience. Paper presented at the Third International Conference on Energy for Rural and Island Communities, Inverness, Scotland, U.K., September 12 - 16, 1983.
- [13] Bundesverband Solarenergie (Hrsg.): Windenergie, Analyse des Entwicklungsstandes im Bereich Solartechnik und Perspektiven zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Markterschließung. München 1983.
- [14] Deutscher Wetterdienst (Hrsg.): Klimaatlas von Schleswig-Holstein, Hamburg und Bremen. Offenbach 1967.
- [15] Fries, S.; Brüggmann, J.; Petersen, G.; Mengelkamp, H.-T.: Windkraftanlagen-Versuchsfeld Pellworm - Abschlußbericht über die Erprobung der Anlage MAN-AEROMAN 11/11. GKSS 83/E/15.
- [16] Jenke, T.: Windenergie - Planung, Leistungsmerkmale und Einsatz kleiner Windkraftanlagen zur Stromerzeugung. MAN Neue Technologie 03/83, München 1983.
- [17] Berliner Wetterkarten 1 - 7 Juli 1981. Amtsblätter des Instituts für Meteorologie im Fachbereich Geowissenschaften der Freien Universität Berlin. Berlin 1981.
- [18] Mohn, J. in Fa. ROCHEM RO-Wasserbehandlung GmbH, Hamburg: Persönliche Mitteilung.
- [19] International Atomic Energy Agency (Ed.): Costing methods for Nuclear Desalination. IAEA Technical Report Series No. 69, Vienna, Austria, 1966.
- [20] Bockhorn, W.; Peltzer, M.; Petersen, G.: Untersuchungen über die Anforderungen an Meerwasserentsalzungsanlagen geringer Leistung mit nuklearer Energieversorgung. BMFT-Forschungsbericht 303-5391-CVE 303, 1975.
- [21] Peltzer, M.; Petersen, G.: A Multi-Stage-Flash desalination plant of relative small performance with an Integrated Pressurized Water Reactor as a nuclear heat source. In: The Finnish Nuclear Society (Ed.): Proceedings Topical Meeting on Low Temperature Nuclear Heat, Otaniemi, Finland, August 21 - 24, 1977, pp. 205 - 213 and Nucl. Techn. 38 (1978) pp. 69 - 74, and in: A. Delyannis, E. Delyannis (Eds.): Proceedings of the Fifth International Symposium on Fresh Water from the Sea, Vol. 2, pp. 403 - 411, Athen 1976 and GKSS 76/E/16.

"Einsatz kleiner Windenergieanlagen in Entwicklungsländern"

Seminar in Göppingen, 14.-15. Mai 1985

Antrieb von Wasserpumpen durch eine schnellaufende Windkraftanlage

T. Amann

M.A.N. Neue Technologie, München

1. Einleitung

Der Antrieb von Wasserpumpen ist ein klassisches Anwendungsfeld kleiner Windkraftanlagen. Millionenfach wurden zu Anfang des Jahrhunderts langsamlaufende amerikanische Windturbinen als Wasserpumpenantrieb eingesetzt.

Anlagen dieser Bauart, die vor allem zur Förderung kleiner Wassermengen an Standorten mit niedrigen Windgeschwindigkeiten gedacht sind, sind auch heute wieder für einige Anwendungsfälle von Interesse [1,2,3]

Mit den in den letzten Jahren neuentwickelten schnellaufenden Windkraftanlagen können wesentlich erweiterte Anforderungen erfüllt werden. Das hier dargestellte Konzept für den Antrieb von Wasserpumpen entstand unter folgenden Zielvorgaben:

- An günstigen Standorten für die Nutzung der Windenergie (mittlere Windgeschwindigkeit $v_w > 5 \text{ m/s}$) soll eine möglichst hohe Energieausbeute erreicht werden, damit ein wirtschaftlicher Vorteil gegenüber Pumpenantrieb durch einen Verbrennungsmotor erreicht werden kann.
- Alle notwendigen Funktionen für einen sicheren und unbeaufsichtigten Langzeitbetrieb müssen erfüllt werden.
- Eine Anpassung an verschiedene Standortbedingungen und Anwendungszwecke soll mit geringen Änderungen möglich sein.

2. Grundkonzept

Die Leistungsregelung der Pumpen, die Pumpenbauart und die Kraftübertragung zwischen Windkraftanlage und den Pumpen sind wesentliche Systemmerkmale, die im Hinblick auf die genannten Zielvorgaben festgelegt werden müssen.

Leistungsregelung der Pumpen

Eine gute Anpassungsmöglichkeit der Pumpen-Leistungsaufnahme an die momentan verfügbare Windleistung ist Voraussetzung für eine hohe Energieausbeute der Anlage.

Zur Leistungsanpassung bestehen folgende Möglichkeiten, die auch in Kombination anwendbar sind:

- Aufteilen des Gesamt-Förderstroms auf mehrere parallel arbeitende Pumpen, die einzeln zu- und abgeschaltet werden können.
- Verwendung von Pumpen, deren Leistungsaufnahme durch Drehzahländerung geregelt werden kann.

Die Aufteilung des Förderstroms auf mehrere Pumpen ist der effektivste Weg, eine in weiten Bereichen leistungsregelbare Anlage zu erhalten. Bereits mit 5 Pumpen gleicher Leistung, die der momentan verfügbaren Windleistung entsprechend einzeln zugeschaltet werden, kann die maximal erreichbare Energieabgabe der Windkraftanlage zu einem hohen Anteil genutzt werden.

Die Aufteilung des Förderstroms auf mehrere parallel arbeitende Pumpen ist indessen nicht in jedem Fall anwendbar. Zur Wasserförderung aus einem Tiefbrunnen kann häufig nur eine oder maximal zwei Pumpen eingesetzt werden. Hier ist die Leistungsregelbarkeit der einzelnen Pumpen selbst von großer Bedeutung.

Pumpen-Bauart

Als Wasserpumpen können entweder Kolbenpumpen oder Kreiselpumpen eingesetzt werden.

Kolbenpumpen weisen einen guten Wirkungsgrad auf (ca. 80 % - 95 %), der auch bei reduzierter Drehzahl annähernd konstant bleibt. Der Wirkungsgrad von Kreiselpumpen ist niedriger (ca. 50% - 75%) und fällt bei reduzierter Drehzahl deutlich ab.

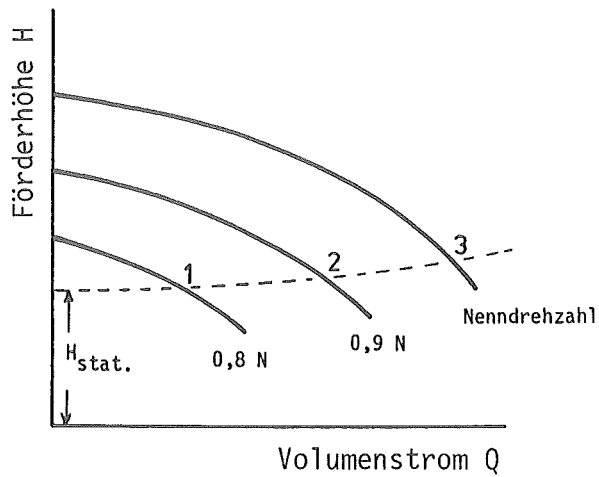
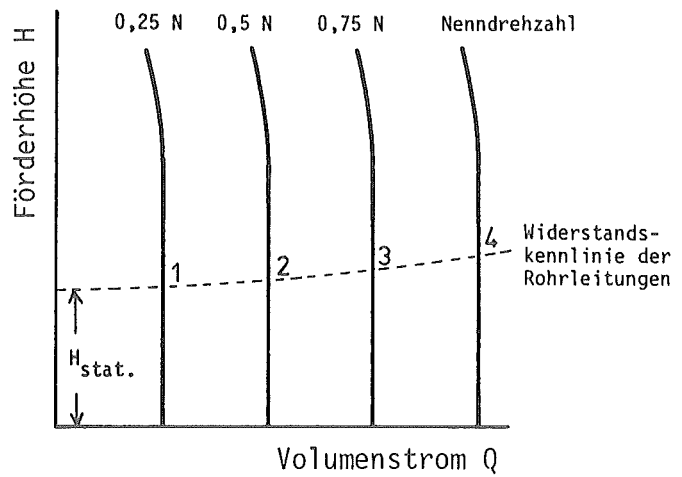
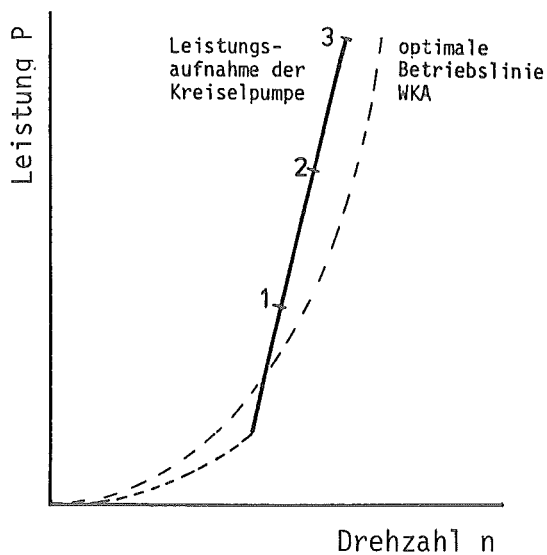
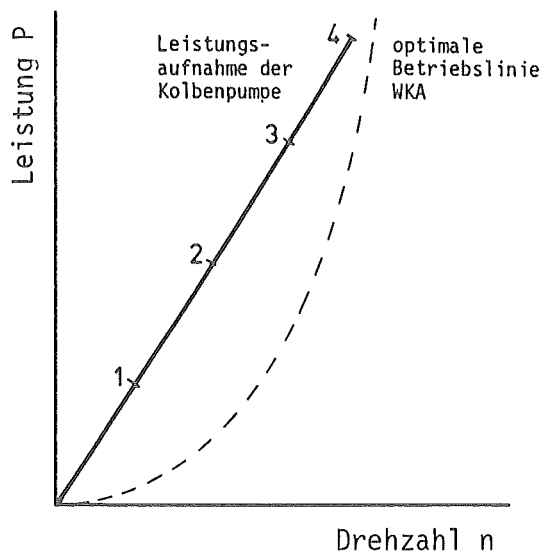
KreiselpumpeKolbenpumpeWindkraftanlage +
KreiselpumpeWindkraftanlage +
Kolbenpumpe

Abb. 1: Drosselkurven für Kreiselpumpen und Kolbenpumpen und Leistungsaufnahme der Pumpen im Vergleich zur optimalen Betriebslinie einer schnelllaufenden Windkraftanlage

Kolbenpumpen unterscheiden sich von Kreiselpumpen erheblich bezüglich Fördercharakteristik und damit auch Leistungsaufnahme. Kolbenpumpen fördern einen zur Drehzahl proportionalen Volumenstrom nahezu unabhängig von der zu überwindenden Förderhöhe. Das Antriebsdrehmoment der Pumpe ist durch die Förderhöhe gegeben und die Leistungsaufnahme verläuft proportional zur Drehzahl n .

Der Volumenstrom, den eine Kreiselpumpe fördert, ist hingegen sehr stark von der Förderhöhe abhängig. Einer bestimmten Förderhöhe ist eine Mindestdrehzahl der Pumpe zugeordnet, bei der die Wasserförderung einsetzt. Unterhalb dieser Drehzahl arbeitet die Pumpe lediglich als Wirbelbremse.

Wie aus Abb. 1 ersichtlich, läßt sich eine Kreiselpumpe mit proportionaler Drehzahl zur Windkraftanlage in ihrer Leistungsaufnahme sehr gut an die Leistungscharakteristik der Windkraftanlage anpassen.

Die linear mit der Drehzahl zunehmende Leistungsaufnahme der Kolbenpumpe erlaubt keine optimale Anpassung an die Leistungscharakteristik der Windkraftanlage. Mit einer in festem Drehzahlverhältnis angetriebenen Pumpe ist es nicht möglich, zugleich eine niedrige Anlauf-Windgeschwindigkeit und eine hohe Förderleistung im Nennbetriebspunkt des Systems zu erreichen. Eine ausführliche Untersuchung zur Eignung von mechanisch direkt angetriebenen Kreiselpumpen und Kolbenpumpen für ein Windpumpensystem ist in [5] dargestellt.

Die Verwendung von Kolbenpumpen führt im Vergleich zu Kreiselpumpen nur dann zu höheren Fördermengen, wenn der Förderstrom auf eine Reihe von Pumpen aufgeteilt werden kann, die zur Leistungsregelung einzeln zu- oder abgeschaltet werden.

Falls nur eine leistungsstarke Pumpe von der Windkraftanlage angetrieben wird, ist eine Kreiselpumpe besser geeignet.

Kraftübertragung

Für kleine Windpumpensysteme (Leistung bis ca. 5 kW) wird in den meisten Fällen eine mechanische Kraftübertragung vorgesehen. Im Zusammenhang mit einer leistungsstärkeren Windkraftanlage erscheint aus den nachfolgend aufgeführten Gründen eine elektrische Kraftübertragung vorteilhaft:

- Der Antrieb mehrerer Pumpen sowie die Einbeziehung eines Hilfsantriebes für die Pumpen in das System, sind mit einer elektrischen Kraftübertragung leicht realisierbar.

- Die für verschiedene Anforderungen notwendigen Schaltfunktionen (z.B. Pumpenbetrieb in Abhängigkeit von Speicherfüllstand, Wasserstand im Brunnen) können bei einer elektrischen Kraftübertragung in einfacher Weise gesteuert werden.
- Die Aufstellung von Pumpe und Windkraftanlage kann weitgehend ortsunabhängig voneinander erfolgen.

Ein Nachteil der elektrischen Kraftübertragung ist durch die zweifache Energieumwandlung gegeben, die Verluste im Generator und Pumpenantriebsmotor von insgesamt ca. 30 % der mechanischen Rotorleistung verursacht. Dieser Energieverlust kann jedoch teilweise durch optimale Wahl des Aufstellungsortes der Windkraftanlage wieder ausgeglichen werden.

3. Ausführungsbeispiel: Anlage zur Wasserförderung aus einem Tiefbrunnen

Windkraftanlage

Das nachfolgend dargestellte Wind-Pumpen-System basiert auf der Windkraftanlage AEROMAN in Inselbetriebsausführung (siehe Abb. 3).

Die Windkraftanlage ist mit einem aerodynamisch profilierten Zweiblattrotor aus glasfaserverstärktem Kunststoff und einer hydraulisch betätigten Rotorblattverstellung ausgerüstet. Die Rotorblattverstellung dient zur Drehzahl- bzw. Leistungsregelung im Normalbetrieb und wird auch eingesetzt für das An- und Abfahren der Anlage, sowie für Sicherheitsabschaltungen (Überdrehzahl, Vibration, etc.). Als zusätzlicher unabhängiger Überdrehzahlschutz ist eine Scheibenbremse an der Rotorwelle vorhanden, die von einem Fliehkraftschalter betätigt wird. In Inselbetriebsausführung ist die Anlage mit einem selbstregelnden Drehstrom-Synchrongenerator und einer elektrischen Verbrauchersteuerung ausgerüstet, mit der bis zu 8 Lastkreise in freier Prioritätenwahl dem jeweiligen Windangebot entsprechend zu- und abgeschaltet werden können. Diese Verbrauchersteuerung wird in modifizierter Form als Pumpensteuerung eingesetzt.

Aufbau und Funktion des Systems

Das Wind-Pumpen-System besteht aus der oben beschriebenen Windkraftanlage AEROMAN und zwei Unterwasserpumpen, die an einem Steigrohr hängend in den Brunnen eingebaut sind (siehe Abb. 2).

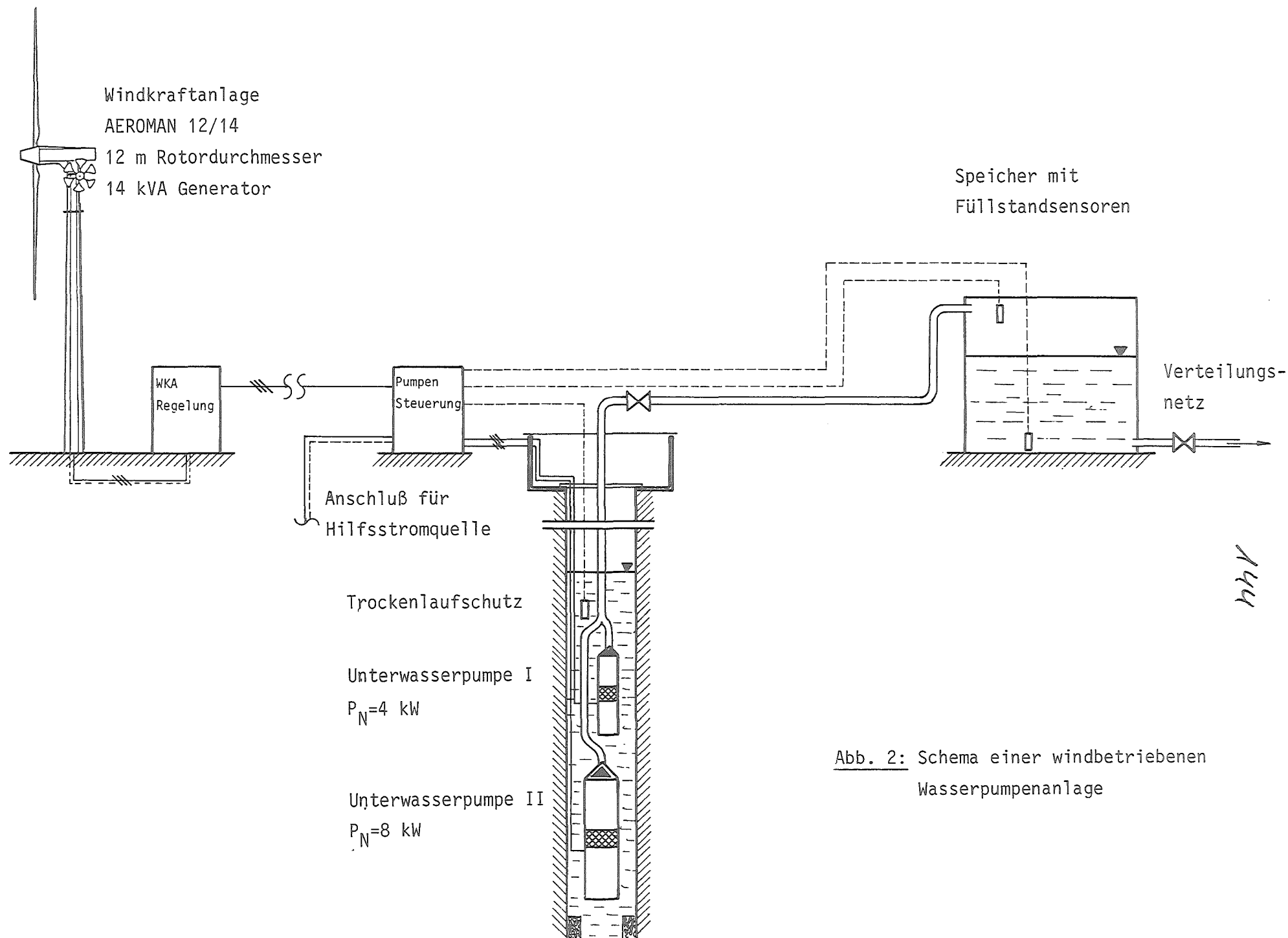


Abb. 2: Schema einer windbetriebenen
Wasserpumpenanlage

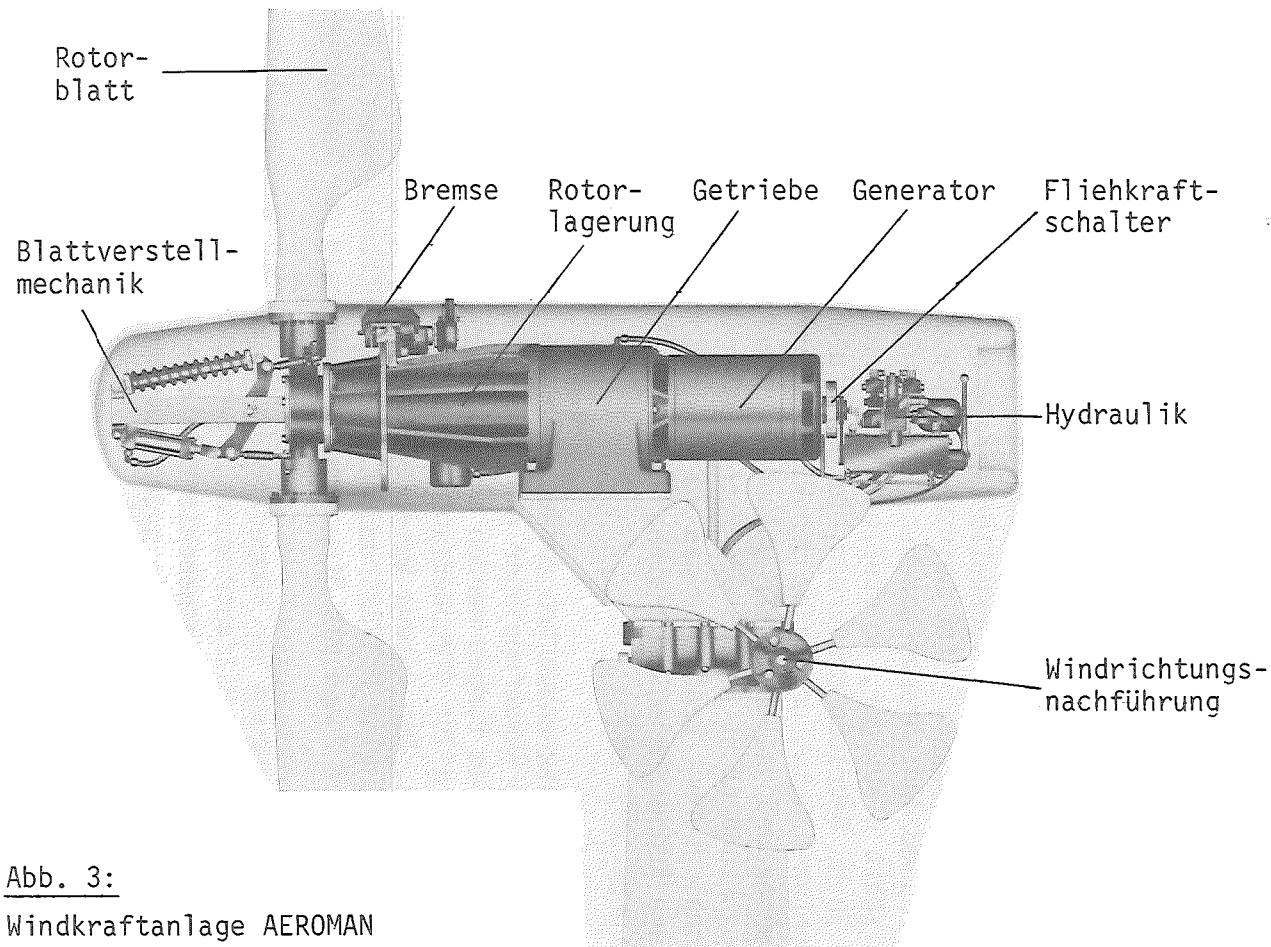


Abb. 3:
Windkraftanlage AEROMAN
Gondel mit Windrichtungsnachführung
(MAN, München)

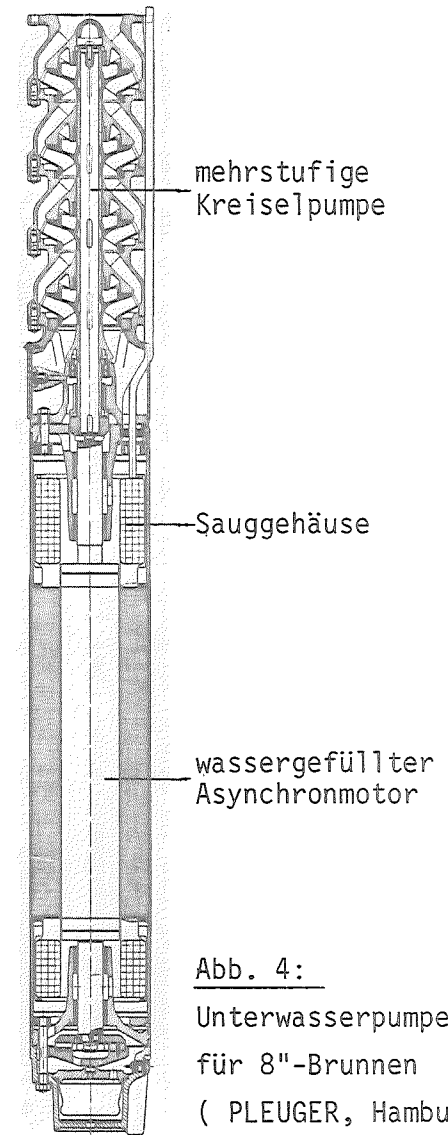


Abb. 4:
Unterwasserpumpe
für 8"-Brunnen
(PLEUGER, Hamburg)

Die Windkraftanlage wird an geeigneter Stelle im Umkreis des Brunnens aufgestellt (maximaler Abstand ca. 300 m) und ist über eine Drehstrom-Niederspannungsleitung mit den Pumpen verbunden. Die nahe am Brunnen aufgestellte Pumpensteuerung schaltet die Pumpen direkt dem Synchrongenerator zu, die Pumpen laufen dann mit der vom Synchrongenerator der Windkraftanlage vorgegebenen Frequenz.

Diese Frequenz ist in einem Bereich von ca. 40 Hz bis 55 Hz variabel, wodurch die Pumpen-Leistungsaufnahme im Bereich von ca. 50 % bis 100 % der maximalen Leistungsaufnahme (bei 55 Hz) schwankt.

Die Pumpensteuerung nimmt eine grobe Anpassung der Pumpen-Leistungsaufnahme an die verfügbare Windleistung vor, indem sie durch Zu- oder Umschaltung von Pumpenmotoren die Leistungsaufnahme erhöht, sobald die obere Frequenzgrenze erreicht wird und durch Abschalten wieder verringert, sobald die untere Frequenzgrenze unterschritten wird.

Um zu häufige Schaltvorgänge, die unter bestimmten Windbedingungen auftreten können zu vermeiden, werden die Pumpen mit einer Zeitverzögerung zugeschaltet. Das Kriterium für den Schaltvorgang (Frequenz entspricht oberem Frequenzgrenzwert von 55Hz) muß während dieser Zeitspanne unverändert vorliegen.

Der obere Frequenzgrenzwert wird von der elektrohydraulischen Drehzahlregelung des AEROMAN durch Verstellen der Rotorblätter eingehalten, solange die Windgeschwindigkeit eine Leistungsabgabe oberhalb der maximalen Leistungsaufnahme der angeschlossenen Pumpen zulassen würde. Ist die Windgeschwindigkeit niedriger, so stellen sich innerhalb des Frequenzbereiches 40 Hz - 55 Hz Betriebspunkte ein, in denen die Pumpenleistungsaufnahme der momentanen Leistungsabgabe der Windkraftanlage entspricht. Die Pumpensteuerung und die Drehzahlregelung der Windkraftanlage sind in diesem Betriebszustand nicht aktiv, die Rotorblätter bleiben im optimalen Einstellwinkel stehen. Erst wenn die Windgeschwindigkeit soweit absinkt, daß die untere Frequenzgrenze erreicht wird, schaltet die Pumpensteuerung eine Leistungsstufe ab.

Neben den Frequenzgrenzwerten werden auch die Signale von den Wasserstandssensoren im Wasserspeicher und im Brunnen von der Pumpensteuerung berücksichtigt. Die Pumpen werden abgeschaltet falls der Wasserstand im Brunnen zu niedrig ist (Trockenlaufschutz der Pumpen) oder der Wasserspeicher voll ist. Der untere Wasserstandssensor im Speicher kann dazu verwendet werden, eine Hilfsstromquelle (Dieselstromaggregat o.ä.) einzuschalten, die eine Pumpe mit Strom versorgt, sobald der Wasserspeicher leer ist.

Für die Stromversorgung der Pumpensteuerung und der Regelung der Windkraftanlage ist keine Hilfsstromquelle notwendig, diese sind an den Generator der Windkraftanlage angeschlossen. Die Windkraftanlage läuft aus dem Stillstand durch einen rein hydraulischen Regelungsvorgang an bis zu

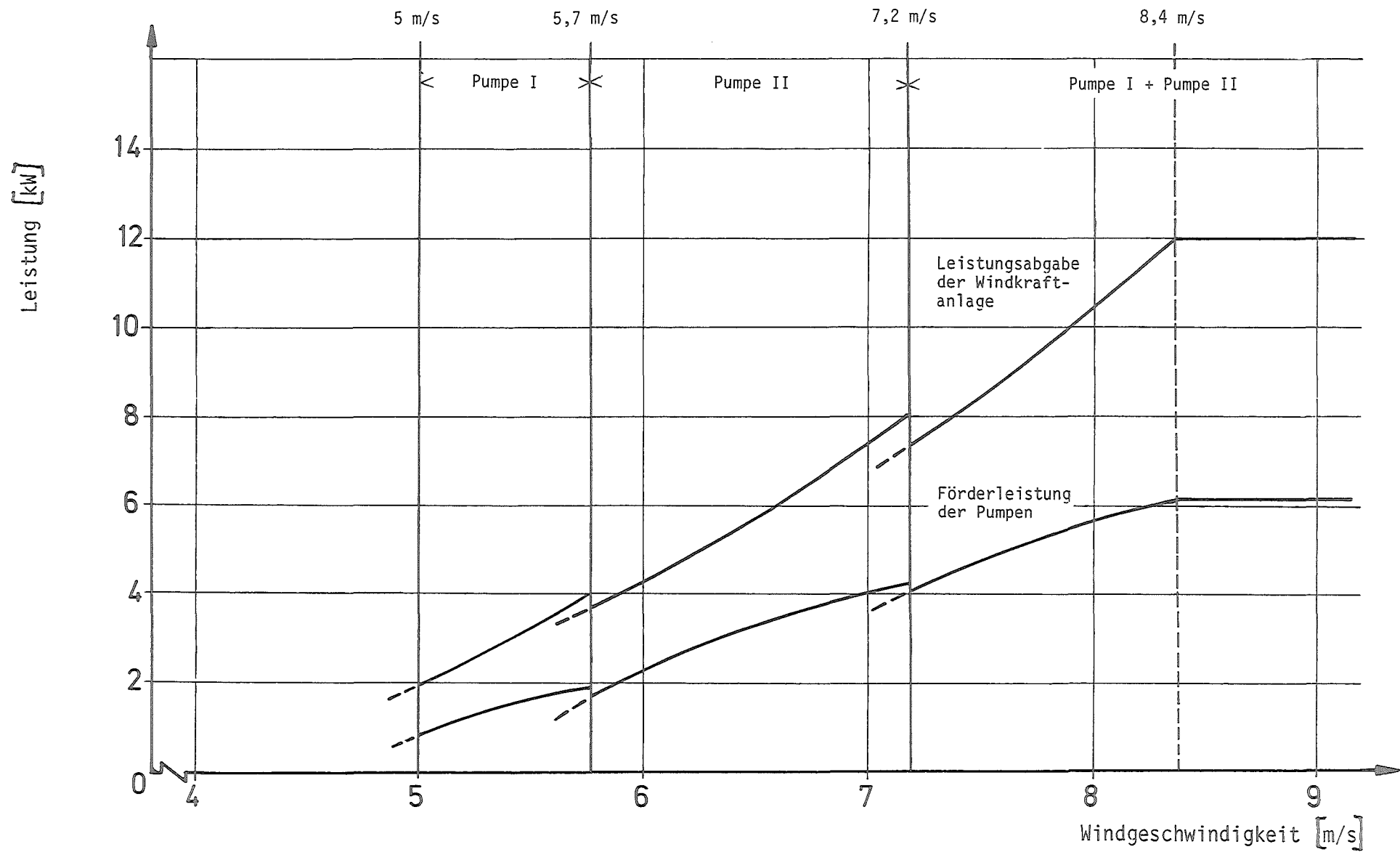


Abb. 5: Leistungskennlinie der windbetriebenen Wasserpumpenanlage (für Anlagenschema entsprechend Abbildung 2)

Betriebsbereich	Betriebszustand der Pumpen		Windgeschw.-bereich [m/s]	hydraulische Förderleistung [kW]	jährliche Fördermenge* [m ³ /a]	jährliche Betriebszeit* [h]
	Pumpe I	Pumpe II				
1	Teillastbetrieb	-	5 - 5,7	0,85 - 1,9	9.120 (6,6 %)	832 (18,8 %)
2	-	Teillastbetrieb	5,7 - 7,2	1,7 - 4,3	29.930 (21,8 %)	1.244 (28,2 %)
3	Teillastbetrieb	Teillastbetrieb	7,2 - 8,4	4,1 - 6,3	32.850 (23,9 %)	894 (20,3 %)
4	Vollastbetrieb	Vollastbetrieb	> 8,4	6,3	65,700 (47,7 %)	1.445 (32,7 %)
1 - 4	wie oben		> 5 m/s	0,85 - 6,3	137.600 (100 %)	4.415 (100 %)

148

* Standort mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s, Förderhöhe 50 m

Tab. 1: Beitrag der einzelnen Betriebsbereiche zur gesamten Fördermenge und Betriebszeit

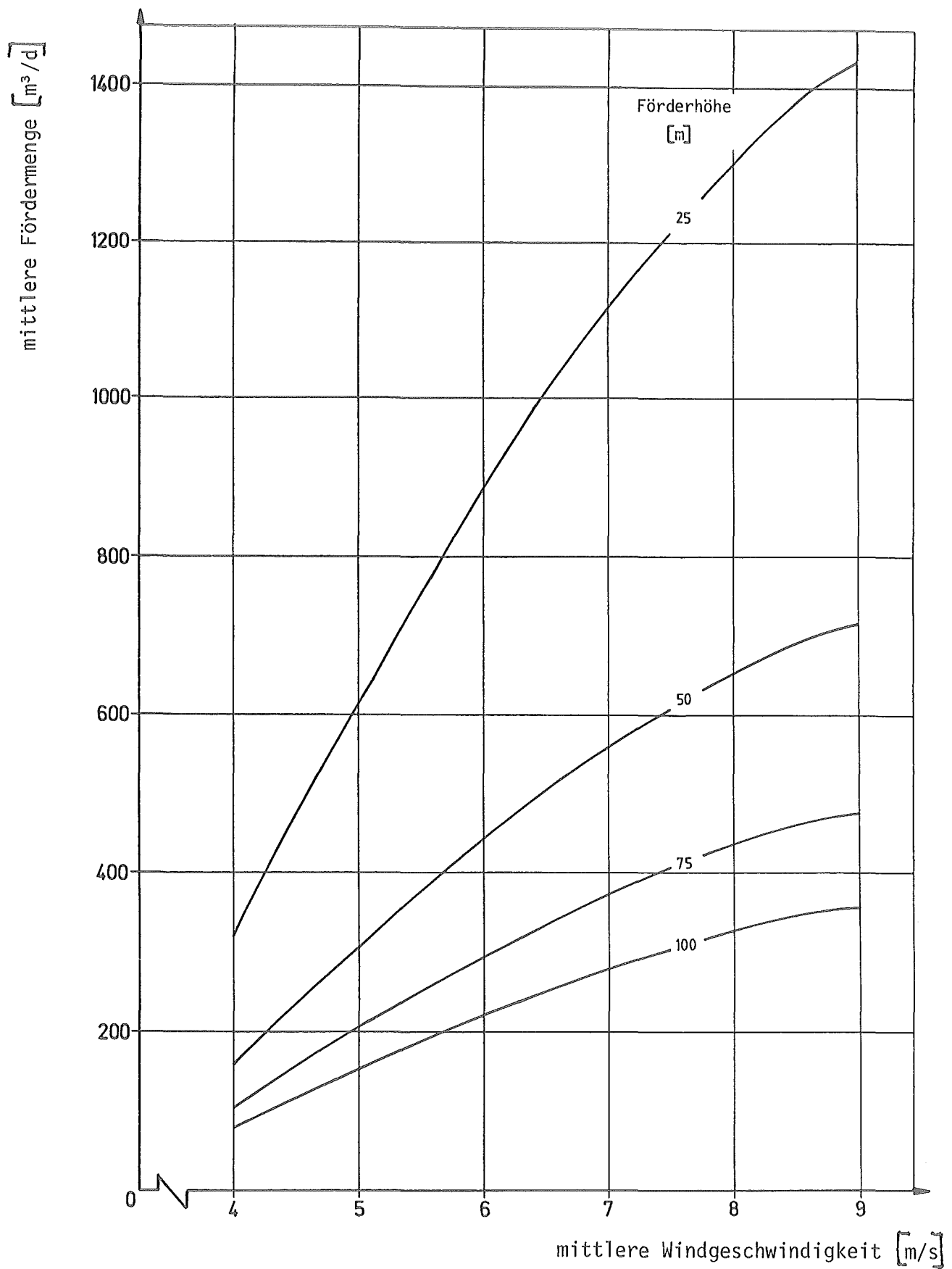


Abb. 6: Mittlere Tagesfördermenge der windbetriebenen Wasserpumpenanlage in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort und der Förderhöhe

einer Drehzahl bei der die Generatorspannung die Versorgung der elektrischen Drehzahlregelungseinrichtungen deckt. Hierdurch ist auch ohne Hilfsstromquellen ein automatischer Betrieb des Systems gegeben.

Die Regelung der Windkraftanlage AEROMAN und der Aufbau von Verbrauchersteuerungen für Inselbetriebsanwendungen ist in [7] detailliert beschrieben.

Förderleistung

In Abb. 5 ist die Leistungskennlinie der Anlage mit den Betriebsbereichen der beiden Pumpen dargestellt.

Die Windkraftanlage läuft bei einer Windgeschwindigkeit von ca. 4 m/s an. Ab 5 m/s reicht die Leistungsabgabe für den Teillastbetrieb der 4 kW-Brunnenpumpe aus. Bei einer Windgeschwindigkeit von 5,7 m/s wird der Umschaltzeitpunkt von Pumpe I auf Pumpe II erreicht. Ab 7,2 m/s wird Pumpe I zugeschaltet und ist zugleich mit Pumpe II in Betrieb. Oberhalb von 8,4 m/s laufen beiden Pumpen mit maximaler Förderleistung.

Aus der Leistungskennlinie der Anlage und der Windgeschwindigkeitsverteilung für einen Standort kann die jährlich geförderte Wassermenge berechnet werden [6]. Für einen Standort mit 5,5 m/s mittlerer Windgeschwindigkeit (IEA-Standard) und einer Förderhöhe von 50 m beträgt die jährliche Fördermenge ca. 137.600 m³/a und die Betriebszeit der Anlage 4415 h/a.

Die Aufteilung von Fördermenge und Betriebszeit auf die einzelnen Betriebsbereiche der Anlage ist für diese Standortbedingungen in Tabelle 1 angegeben. An Standorten mit höherer mittlerer Windgeschwindigkeit nehmen die Betriebszeit und die Fördermenge in den Betriebsbereichen 1 und 2, in denen nur eine Pumpe in Betrieb ist, geringfügig ab, während die Betriebszeit, in der beide Pumpen zugleich laufen (Betriebsbereich 3 und 4), erheblich zunimmt.

4. Anpassung des Systems an standortabhängige Einsatzbedingungen

Zur Anpassung an die Brunnenförderhöhe stehen Pumpen mit unterschiedlicher Stufenzahl zur Verfügung. Die umfangreichen Baureihen von Unterwassertorlpumpen mit Axial-, Halbaxial- oder Radialstufen decken lückenlos den Einsatzbereich von 5 m bis 250 m Förderhöhe ab.

Sollte ein Brunnen vorhanden sein, der den Einbau von zwei Unterwasserpumpen nicht erlaubt, kann die Anlage auch mit nur einer Brunnenpumpe

ausgeführt werden. Die jährliche Fördermenge wird dadurch um 10 % - 25 % niedriger sein als die in 3. angegebenen Fördermengen.

Falls zur Wasserverteilung noch erheblicher zusätzlicher Druck vorhanden sein muß, ist der Einsatz von zusätzlichen Pumpen vorteilhaft. Diese Pumpen werden einem Wasserzweischenspeicher am Brunnen nachgeschaltet und laufen bei niedrigen Windgeschwindigkeiten im Wechsel mit den Brunnenpumpen wobei der Zwischenspeicher abwechselnd gefüllt und entleert wird. Bei höheren Windgeschwindigkeiten laufen die Brunnenpumpen und die Wasserverteilungspumpen gleichzeitig.

Im allgemeinen wird der zeitliche Verlauf von Wasserbedarf und Wasserförderung nicht übereinstimmen. Zum Ausgleich der im Zeitraum von Stunden bzw. Tagen auftretenden Differenzen eignet sich ein Wasserspeicher. Für einen jahreszeitlichen Ausgleich zwischen Wasserförderung und Wasserbedarf sind Wasserspeicher wegen des dazu benötigten Speichervolumens kaum anwendbar. Zur jahreszeitlichen Anpassung von Wasserförderung und Wasserbedarf und zur Überbrückung von längeren Zeiträumen mit Windgeschwindigkeiten, die unterhalb der Einschaltgrenze der Windkraftanlage liegen, wird vielfach die Einbeziehung einer Hilfsstromquelle (Diesel-Stromaggregat) notwendig sein.

Vor der Realisierung einer Anlage ist auf jeden Fall eine sorgfältige Planung unter Berücksichtigung der Standortbedingungen notwendig, damit der bestmögliche Nutzen erreicht wird. Hierzu sollten folgende Bedingungen möglichst vollständig bekannt sein:

- Mittlere Windgeschwindigkeit am Standort der Windkraftanlage
- Jahreszeitlicher Verlauf der mittleren Windgeschwindigkeit
- Höhe des Aufstellungsortes über NN (Luftdichte)
- Wasserbedarf: Durchschnittswert und jahreszeitlicher Verlauf
- Einzuhaltende Druckgrenzen für die Wasserverteilung
- Größe und Niveau vorhandener Wasserspeicher
- Brunnentiefe und Durchmesser
- Statischer Wasserpegel und dynamische Pegelabsenkung des Brunnens
- Maximale Ergiebigkeit des Brunnens

Mit diesen Daten wird es möglich sein, die Anwendbarkeit und den Nutzen einer windbetriebenen Wasserpumpenanlage im Einzelfall zu beurteilen.

LITERATUR

- | | |
|--|---|
| [1] G. Heber | Water Pumping Systems using Renewable Energies
GTZ S 2/2 12/78 |
| [2] Dr. D. Wurz
B. Renner
G. Zieroth | Statusbericht Windenergie
-Windpumpen, Windgeneratoren-
GTZ 1980 |
| [3] H.J.M. Beurskens
et al. | Low Speed Water Pumping Windmills
Rotor Tests and Overall Performance

Third International Symposium on Wind
Energy Systems 26.-29. Aug. 1980
T.U. Lyngby, Denmark |
| [4] E. Hau | Einsatz von Windenergieanlagen in Entwicklungs-
ländern
Informationsveranstaltung des
Deutschen Zentrums für Entwicklungstechnologien
Bonn, 17. März 1981 |
| [5] R. Gasch
H. Siekmann
J. Twele | Windturbine mit Kreiselpumpe
-Vergleichende Untersuchungen über
Windpumpensysteme-
Windkraft-Journal 2/84, 3/84 |
| [6] R. Pernpeintner | Energielieferung der Windkraftanlage
AEROMAN an verschiedenen Aufstellorten,
interner M.A.N.-Bericht 26.04.1979 |
| [7] P. Drews
G. Cramer
W. Kleinkauf
R. Wettlaufer | Regelungsverhalten und elektrische
Ausrüstung für den Inselbetrieb
kleiner Windenergieanlagen (10-50 kW)
4. Internationales Sonnenforum,
Berlin, 6.-9. Oktober 1982 |

WINDGESCHWINDIGKEITSPROGNOSE ZUR STANDORTBEWERTUNG VON KLEINWINDKRAFTANLAGEN IM INSELBETRIEB

U. Beckedahl, G. Reich*

ZUSAMMENFASSUNG

Die Prognose der Windgeschwindigkeiten (WG) aus einjährigen Messungen reicht in der Regel nicht aus, um die standortgerechte Energielieferung einer Windkraftanlage (WKA) ausreichend zu beurteilen. Ein längerer Meßzeitraum wäre insbesondere für Anlagen erforderlich, die im Inselbetrieb arbeiten.

Nachfolgend wird eine Windgeschwindigkeits-Prognose vorgestellt, welche die über mehrere Jahre gesammelten Daten einer Referenzstation (z.B. Meteorologische Station) in die kurzzeitig (einjährig) ermittelten Daten am Standort der WKA über eine Korrelationsrechnung miteinbezieht.

Die aus der Anwendung des Verfahrens resultierenden Ergebnisse werden anhand von Messungen in Mosambik, beispielhaft für den Monat Februar, dargestellt.

* Dipl.-Ing. U. Beckedahl und Dipl.-Ing. G. Reich sind Mitarbeiter des Interdisziplinären Forschungsprojektes "Windenergie" in der IPAT, TU-Berlin

1. EINLEITUNG

Im folgenden Vortrag werden wir uns auf die Prognose der WG-Verteilung beschränken, um die ausreichende Bereitstellung von Energie durch die WKA überprüfen zu können. Andere wesentliche Aspekte für die den Wind betreffende Standortbeurteilung, wie Flautendauern, Extremalwerte, Böigkeit und Richtungskonstanz werden hier nicht angesprochen.

Häufig ist am zukünftigen Standort der WKA keine meteorologische oder ähnliche Station vorhanden, deren langjährige Daten (wenn diese zuverlässig sein sollten) direkt für eine WG-Prognose dienen könnten. In diesen Fällen müssen eigene Messungen gemacht werden.

Der Meßaufwand für die Erstellung einer WG-Prognose für WKA, die im Inselbetrieb arbeiten, wird im allgemeinen größer sein als für Anlagen, die ins Netz speisen. Letzteren steht quasi ein unendlich großer Speicher zu Verfügung, der die Irrtümer einer vagen WG-Prognose beliebig ausgleichen kann; während die im Inselbetrieb arbeitenden Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen nur mit Speichern versehen sind, die ein oder wenige Tage überbrücken können, wird eine genauere Prognose unumgänglich sein. Handelt es sich um kleine WKA, so verbietet sich jedoch ein höherer Meßaufwand wegen der Verhältnismäßigkeit der damit verbundenen Kosten zu den Investitionskosten der WKA.

Die häufig auf einjährigen Messungen beruhenden WG-Prognosen sind im allgemeinen nicht ausreichend, um die zukünftig zu erwartenden Windgeschwindigkeiten genügend sicher und genau zu ermitteln. Man kann diese Prognose jedoch erheblich verbessern, wenn die langjährig gesammelten Daten einer nahegelegenen Referenzstation in die kurzzeitig ermittelten Daten am Standort der WKA über eine Korrelationsrechnung miteinbezogen werden. Aus Gründen der Datenreduktion und Verminderung des Rechenaufwandes ist es sinnvoll, Verteilungen der WG bzw. deren Parameter zu prognostizieren.

Denkt man beispielhaft an Bewässerung mit Hilfe der Windenergie, so wird die WKA den täglichen Wasserbedarf decken müssen, welcher in der Landwirtschaft als charakteristische Größe für je-

den Monat bestimmt wird. Unter der Berücksichtigung der schon vorhin erwähnten kleinen Speicher wird es dann sinnvoll sein, monatlich charakteristische Tagesverteilungen zu prognostizieren. Das heißt, man prognostiziert letztlich für jeden Monat eine einzige Tagesverteilung, die durchschnittlich erwartet werden kann.

2. BESCHREIBUNG DER METHODE ZUR ERMITTLUNG DER WINDGESCHWINDIGKEITS-PROGNOSE

Die Methode soll anhand des Bildes in groben Zügen erläutert werden. Näheres hierzu kann dem Kolloquiumsbericht unseres Forschungsprojektes [1] entnommen werden.

Folgende Schritte sind zur Ermittlung der Prognose notwendig:

- a) Suche einer geeigneten Referenzstation.
 - Entfernung zum Standort der Referenzstation 'R', im allgemeinen kleiner 100 km (siehe [2]).
 - Das Terrain zwischen den beiden Standorten sollte eben und so beschaffen sein, daß keine größeren Störungen des Windregimes zu erwarten sind (siehe [3]).
 - Eine Datenreihe von ca. 10 Jahren mit mindestens synoptischen Daten sollte vorhanden sein.
 - Die Meßgeräte und Datenreihe sollten auf ihre Vertrauenswürdigkeit hin untersucht werden.
- b) Kurzzeitmessungen am Standort 'W' der WKA.
 - Es werden Messungen über die interessierenden Monate eines Jahres durchgeführt.
 - Für die Messungen ist ein Gerät mit Schalenkreuz-Anemometer und angeschlossenem Klassifiziergerät ausreichend.
 - Täglich gleichzeitige Registrierung der Histogramme an beiden Orten in 'R' und 'W'.
- c) Beschreibung der gemessenen Tagesverteilungen durch ein geeignetes mathematisches Modell.
 - Im allgemeinen gute Beschreibung durch die zwei-parametrische Weibull-Verteilung möglich.
 - Bestimmen der Parameter c und k (c : Zentralwert, entspricht ungefähr dem WG-Mittelwert; k : Steilheit, ist ein inverses Maß für die Streuung).

- d) Berechnung des Korrelationskoeffizienten.
 - Der Korrelationskoeffizient wird für beide Verteilungsparameter monatlich ermittelt.
- e) Berechnung der zu erwartenden Verteilungen unter Einbeziehung von Referenzdaten.
 - Das Verfahren gründet auf einer Methode, die von COROTIS u.a. für Mittelwerte der WG entwickelt wurde (siehe [4]). Dieses Verfahren wird auf die Weibull-Verteilung angewendet (siehe [1]).
 - Berechnung der Verteilungsparameter und ihrer Varianzen.
- f) Prognose der zukünftig zu erwartenden Windgeschwindigkeiten.
 - Wahl der Erwartungswahrscheinlichkeit, mit der die Prognose zutreffen soll.
 - Berechnung des Vertrauensintervalls.

3. ANWENDUNG DES VERFAHRENS UND ERGEBNISSE

Im Rahmen der Arbeiten unseres Forschungsprojektes für die standortgerechte Auslegung von Windpumpsystemen (WPS) wurden Windgeschwindigkeitsmessungen in Mosambik durchgeführt.

Am zukünftigen Standort des WPS wurde ein Schalenkreuzanemometer in 10 m Höhe über Grund installiert. Das verwendete Gerät bildet 6-min.-Mittelwerte der Windgeschwindigkeit, welche in ein Klassifiziergerät mit 2 m/s Klassenbreite abgespeichert werden.

Die Referenzstation des Nationalen Meteorologischen Dienstes liegt ca. 70 km weit entfernt in der Hauptstadt Maputo. Die Meßwerte werden hier in ca. 20 m Höhe mit einem Staurohr ermittelt und als Stundenmittelwerte registriert.

Die Messungen wurden von Februar 83 bis Januar 84 durchgeführt.

Die Langzeitdatenreihe der Referenzstation zur Verbesserung der Prognose umfaßt fünf aufeinanderfolgende Jahre.

Die Tagesverteilungen der Windgeschwindigkeiten konnten sehr gut durch die zweiparametrische Weibull-Verteilung beschrieben werden.

Die Tabelle 1 zeigt beispielhaft für den Monat Februar die Ergebnisse.

Tabelle 1: Verteilungsparameter der Windgeschwindigkeit

	Zentralwert	Steilheit
aus Kurzzeitmessungen	$c=4,93, \quad (c)=1,6$	$k=2,56, \quad (k)=1,1$
Prognose ohne Referenz, $P=90\%$	$c=4,93 \pm 0,54$	$k=2,56 \pm 0,37$
Prognose mit Referenz, $P=90\%$	$c=4,55 \pm 0,37$	$k=2,47 \pm 0,28$

P: Wahrscheinlichkeit mit der die Prognose erwartet werden darf

Aus der Tabelle kann man die Verbesserung der Prognose mit Einbeziehung der langzeitigen Referenzdaten ablesen:

- Der Zentralwert (c) der Verteilung geht um ca. 8% zurück, die Unschärfe von c (der Vertrauensbereich), welche erwartet werden kann, reduziert sich um 32%.
- Die Steilheit (k) sinkt um 4%, während sich die Unschärfe dieses Parameters, also sein Vertrauensbereich, um 24% verringert.

Bild 2 zeigt anschaulich den Effekt der Verbesserung der Prognose der WG-Verteilung anhand der Veränderung des Vertrauensbereiches. Der Bereich, in dem die zukünftig zu erwartenden WG-Verteilungen in 90% aller Fälle erwartet werden können, ist also wesentlich kleiner geworden.

Abschließend sei verdeutlicht, wie sich die Prognose auf die durch eine Windpumpe durchschnittlich täglich zu erwartende Förderung auswirkt.

Bild 3 und 4 zeigen die tägliche Fördermenge als Funktion der WG-Verteilung und der Anlaufgeschwindigkeit, also der Windgeschwindigkeit, bei der das Windpumpensystem mit der Wasserförderung beginnt. Diese Kurven gelten nur für das 6flügelige Segelwindrad der IPAT mit Kolbenpumpe; der Rotordurchmesser beträgt 5 m. Über die Wahl der Anlaufgeschwindigkeit ist die Anpassung eines WKA an das lokale Windregime möglich. In der Regel wird man

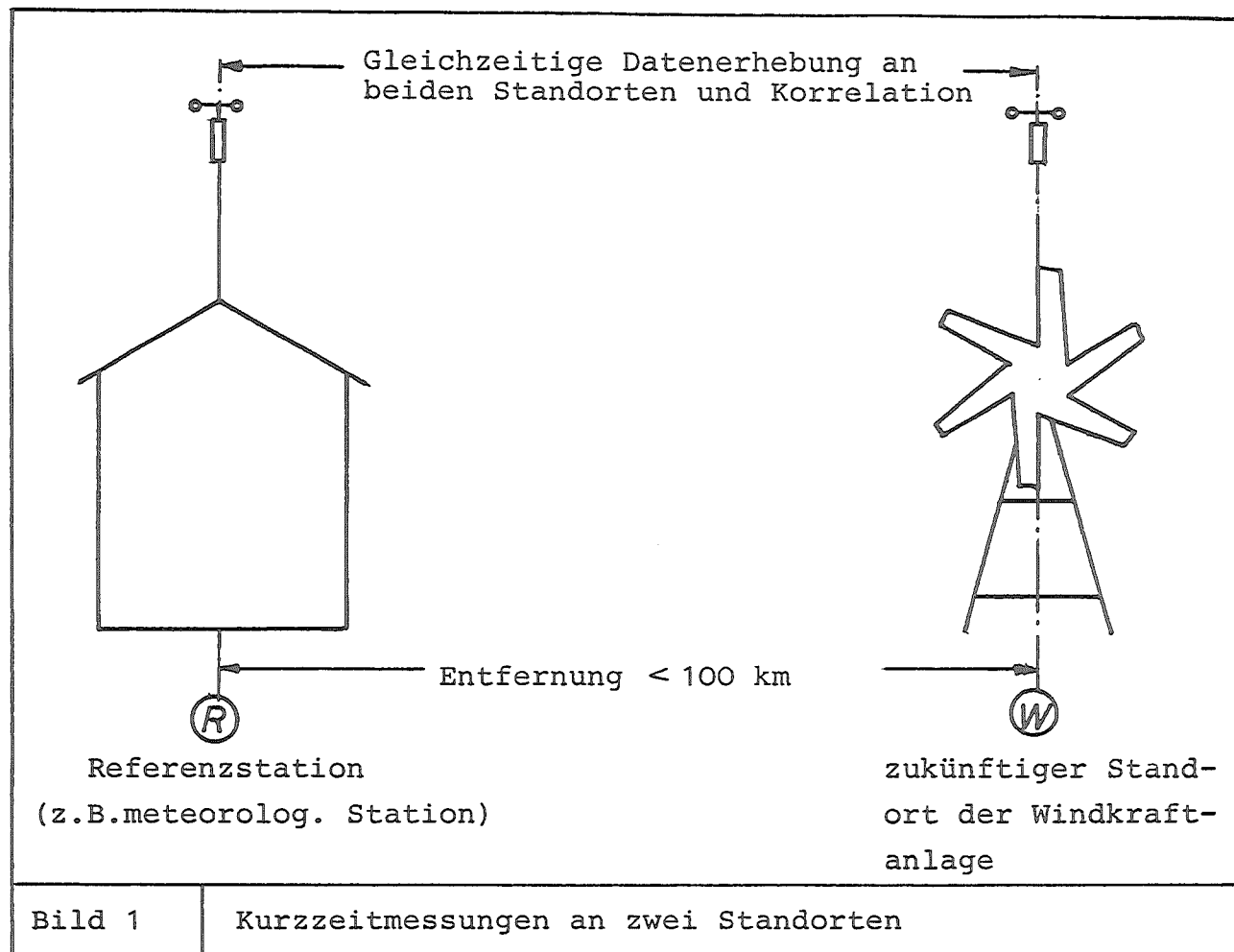
die Anlaufgeschwindigkeit so wählen, daß der energetisch ungünstigste Fall aus der WG-Prognose zugrundegelegt wird; damit liegt man auf der sicheren Seite. Dieser Fall ist gekennzeichnet durch den kleinsten Zentralwert (c) in Verbindung mit der größten Steilheit (k).

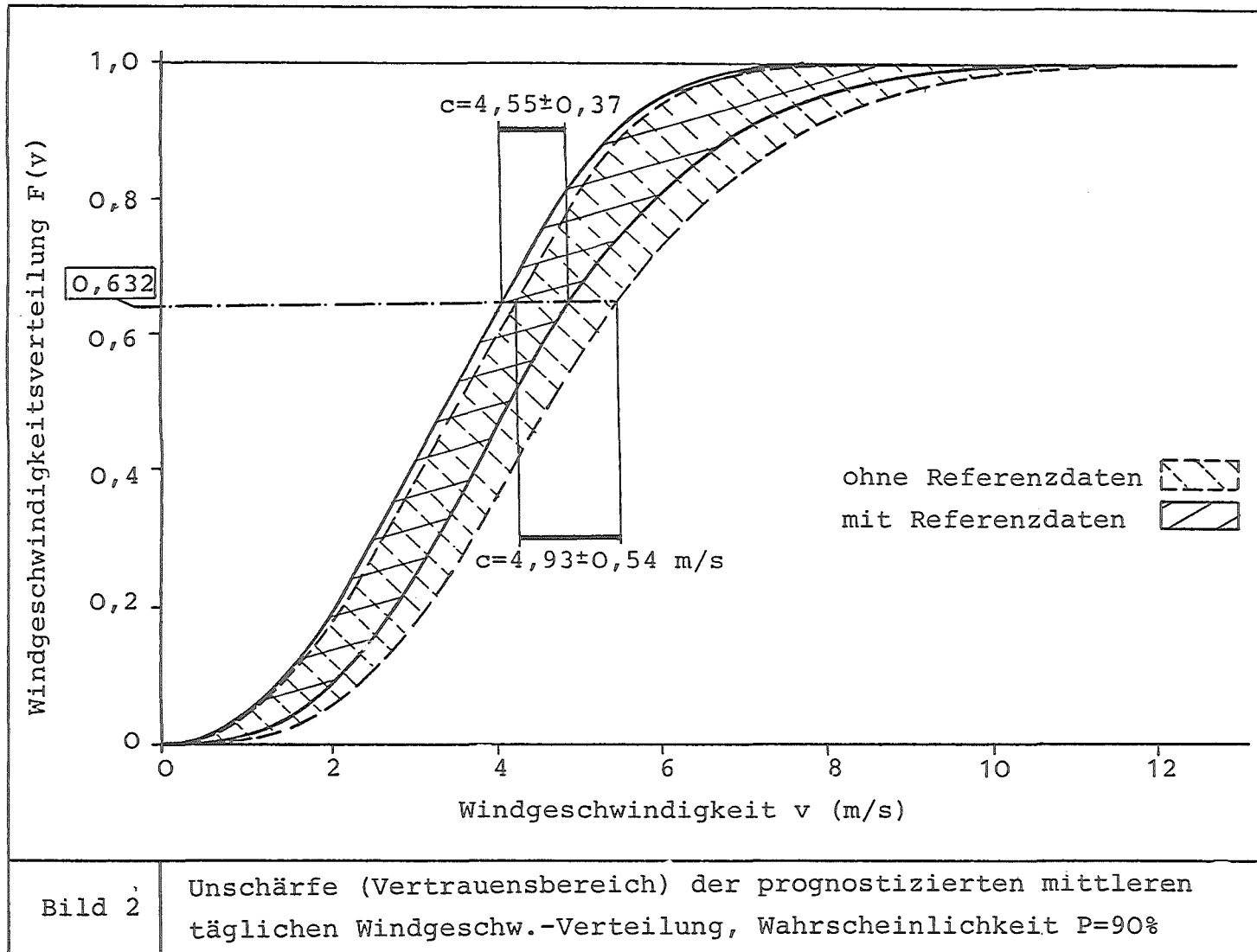
Im Bild 3 kann man die Fördermengenprognose für den Monat Februar ohne, im Bild 4 mit Einbeziehung der Referenzstation ablesen.

Im Falle der Prognose ohne Referenzstation kann man mit täglichen Fördermengen von $V_d = 50$ bis $102 \text{ m}^3/\text{Tag}$ rechnen, während die verbesserte Prognose 44 bis $68 \text{ m}^3/\text{Tag}$ erwarten läßt.

LITERATUR

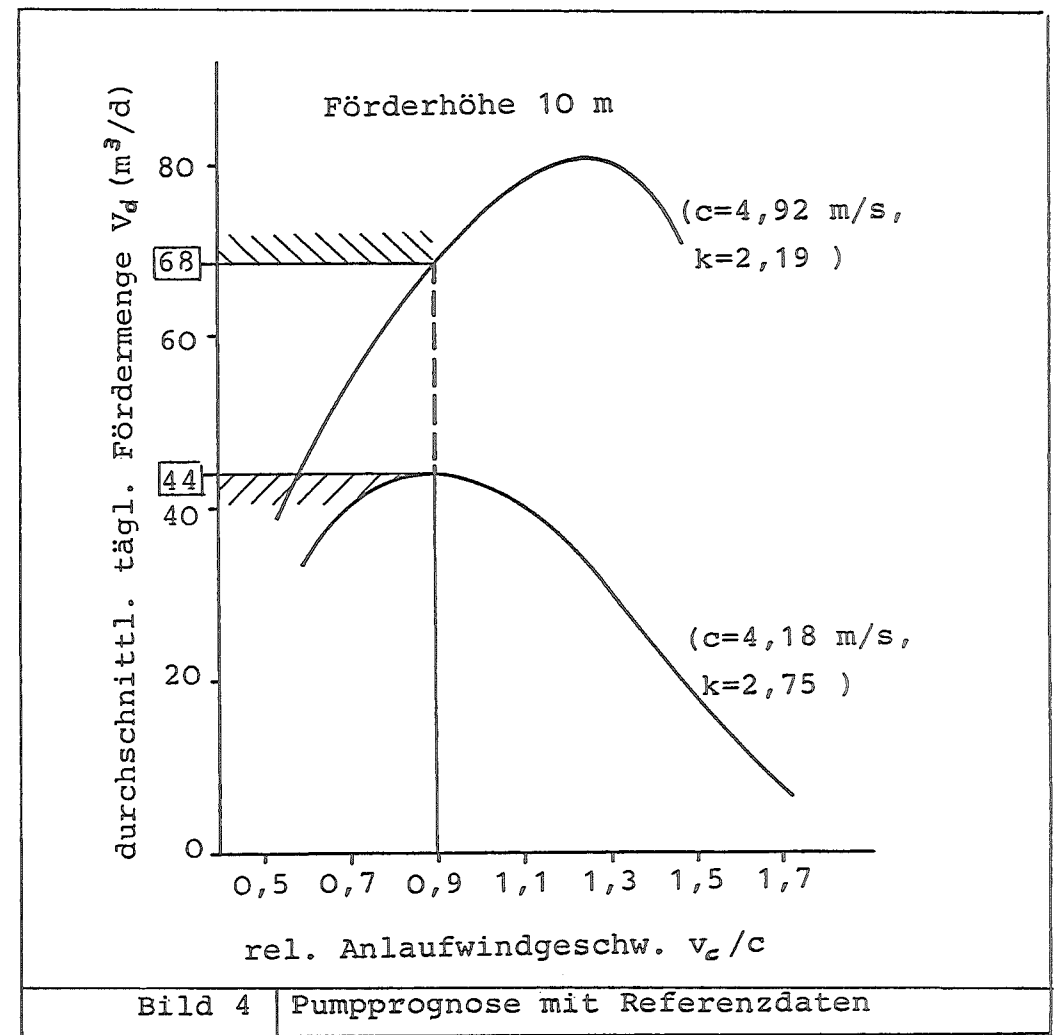
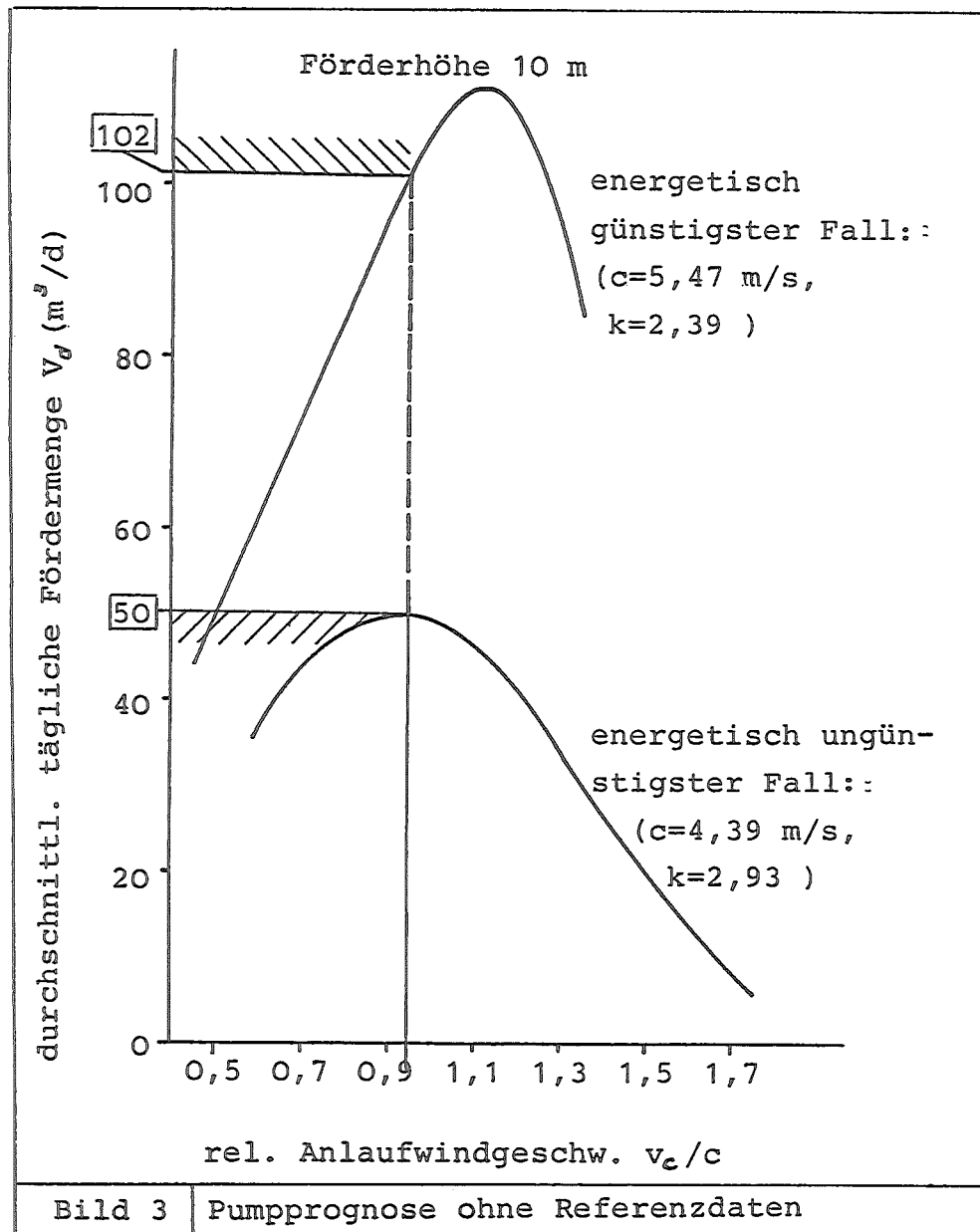
- |1| Beckedahl, U., Reich, G.: Prognose von Windgeschwindigkeiten aus Kurzzeitmessungen, Kolloquiumsbericht vom IFP "Windpumpsysteme" an der TU-Berlin, Sept. 83
- |2| Corotis, R.B. et al.: Variance Analysis of Windcharacteristics for energy conversion, Journal of Applied Meteorology, Vol. 16, 1977
- |3| WMO-No. 575: Meteorological aspects of the utilization of Wind as an energy source, Genf 1981
- |4| Corotis, R.B.: "Confidence Interval procedures for wind turbine candidate sites, Solar Energy, Vol. 24, 1980





Die Prognose bezieht sich auf den Monat Februar für den Ort Marracuene (Mosambik) !

Prognose der durchschnittlich täglich geförderten Wassermenge aus 10 Tiefe für den 6 - flügeligen
 Segelrotor der IPAT mit Kolbenpumpe ohne Anlaufhilfe.
 Prognosemonat Februar, Standort Marracuene (Mosambik)



BETRIEBSERFAHRUNGEN AN EINEM WINDPUMPSYSTEM MIT SYNCHRON- GENERATOR UND ELEKTROMOTORISCHER KREISELPUMPE

Peter Bade*

Im Rahmen des interdisziplinären Forschungsprojektes Windpumpensysteme für Länder der Dritten Welt an der TU-Berlin wurde theoretisch und praktisch untersucht, inwieweit ein Windgenerator direkt ohne elektrische Regelorgane eine Elektropumpe antreiben kann. Im einzelnen erfolgten folgende Untersuchungen:

- Erarbeitung der theoretischen Grundlagen für die Beschreibung des Betriebsverhaltens einer Drehstromstrecke bestehend aus Synchrongenerator und Asynchronmotor bei schwankenden Drehzahlen.
- Erarbeitung der theoretischen Grundlagen für das Betriebsverhalten und die Leistungsfähigkeit einer Kreiselpumpe im schwankenden Drehzahlbetrieb.
- Ausarbeitung eines Auslegungsverfahrens für das Gesamtsystem mit Windkonverter.
- Entwicklung und Bau eines derartigen Systems mit windgeführtem Windgenerator.
- Betrieb dieses Windpumpensystems unter realen Windbedingungen zur Ermittlung des Langzeitarbeitsvermögens und Verifizierung des Auslegungsverfahrens.

Die theoretischen Untersuchungen führten zu folgenden Ergebnissen:

- Ein Synchrongenerator, der mit schwankenden Drehzahlen betrieben wird, kann direkt zum Antrieb eines Asynchronpumpenmotors verwendet werden, ohne daß kritische Zustände im elektrischen System auftreten werden.
- Voraussetzung ist eine Drehzahlbegrenzung bei ca. dem 1,2fachen der Generatorendrehzahl.
- Das Fördervermögen der zwangsläufig ebenfalls mit variabler Drehzahl fahrenden Pumpe ist über einen großen Drehzahlbereich und damit über einen weiten Bereich von Windgeschwindigkeiten hoch.
- Wegen der nahezu optimalen Anpassung der Betriebskennlinie der elektromotorischen Pumpe an die des Windrotors ist das zeitliche Arbeitsvermögen dieses Pumpsystems größer als das eines Pumpsystems mit Kolbenpumpe - z.B. vom Typ "Westernmill".

* Dr.-Ing. Peter Bade, Interdisziplinäre Projektgruppe für Angewandte Technologie IPAT an der TU-Berlin

Auf der Grundlage dieser theoretischen Untersuchungen wurde nun ein kleines Windpumpensystem für die Feldversuche mit einer Auslegungsleistung von 2kW konzipiert.

Aus der speziellen Zielsetzung des Entwicklungsländereinsatzes sollte es folgende Kriterien erfüllen:

- Es sollte eine effektive hydraulische Leistung von ca. 0,5kW haben mit der
entweder 700 Menschen mit Trinkwasser aus einem Brunnen von ca. 15 m Tiefe versorgt werden können oder
ca. 1 ha Land bei einer Förderhöhe von 5 m zu bewässern sind oder
10 ha Land entwässert werden können, wenn 1 m hoch gepumpt wird.
- Die Elektropumpe soll robust und betriebssicher sein und bis zu 20 m Wassersäule fördern.
- Die Windkraftanlage mit dem Synchrongenerator und Drehzahlbegrenzung des Rotors soll von einer Technologie sein, die zumindest bei den eingeschränkten Bedingungen in der Dritten Welt gewartet, sicher betrieben und gegebenenfalls repariert werden kann.

Die Auswahl der Pumpe fiel nicht schwer, da insbesondere die deutsche Normung zu leistungsfähigen, extrem robusten und preiswerten Pumpen geführt hat.

Zum Einsatz kam eine Normpumpe gemäß DIN 24255 mit angeflanschem Asynchronmotor und einer Leistungsaufnahme von 1,2kW.

Um so schwerer fiel die Auswahl des passenden Windgenerators.

Die international angebotenen Windgeneratoren reichen von Primativ- und Bastleranlagen bis zu solchen höchster Technologie, deren Wartung oder gar Reparatur in der Dritten Welt kaum möglich ist. Die Preispalette lag zwischen 8.000 und 55.000 DM für die Nennleistung bis 2kW.

Ausgewählt wurde schließlich als bester Kompromiß zwischen technischen, betrieblichen und preislichen Grenzen eine Brümmel-Windkraftanlage des Typs BW 51 mit einem 3,5kW-Generator und 5,5 m Rotordurchmesser. Auf das Konzept dieses mittelschnellläufigen Dreiflüglers mit fliehkraftgeregelten Rotorflügeln kann an dieser Stelle nicht eingegangen werden.

Diese Windkraftanlage fährt bis zu 12 m/s Windgeschwindigkeit windgeführt, d.h., die Rotordrehzahl ist nahezu proportional der Windgeschwindigkeit. Bei Rotordrehzahlen größer 90 U/Min setzt die Fliehkraftverstellung der Rotorflügel ein und die Rotordrehzahl wird begrenzt.

Bis auf das industriell gefertigte Getriebe, den Generator und die Kugellager ist dieser Anlage eine schlossermäßig ausgeführte Schweiß- und Schraubkonstruktion unter Verwendung von Normprofilen.

Unserer Einschätzung nach wäre diese Anlage vielerorts nachbaubar. Wartungs- und Reparaturansprüche sind gering.

Für die Langzeituntersuchungen wurde diese Windkraftanlage im Oktober 1981 auf unserem Versuchsfeld auf dem unter britischer Militärverwaltung stehenden Flugplatz Berlin-Gatow aufgebaut (Bild 1).

Da hier kein Brunnen für die Pumpe zur Verfügung stand, wurde die Pumpe in einen Wasserkreislauf eingebaut, der die Simulation verschiedener Lastzustände ermöglichte (Bild 2).

Zur Vermittlung des effektiven Arbeitsvermögens dieses Windpumpensystems war eine automatische Datenerfassungsstation eingerichtet worden, die folgende Messungen, Vorauswertungen und Registrierungen durchführte.

- Aufmessen der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe und Bildung von Windgeschwindigkeitshistogrammen jede halbe Stunde aus 10-Sekunden-Meßintervallen.
- Aufmessen der Windrichtung in acht Sektoren und Bildung von Richtungshistogrammen.
- Aufmessen des Förderdruckes und des Volumenstromes der Pumpe, Errechnung der hydraulischen Leistung, Zuordnung der Leistung zur jeweils ermittelten Windgeschwindigkeit und Bildung von windgeschwindigkeit-korrelierten Leistungshistogrammen.

Die so ausgewerteten Meßwerte wurden auf Datenkassetten abgelegt, deren Kapazität für einen Meßzeitraum von jeweils sechs Wochen ausreichte.

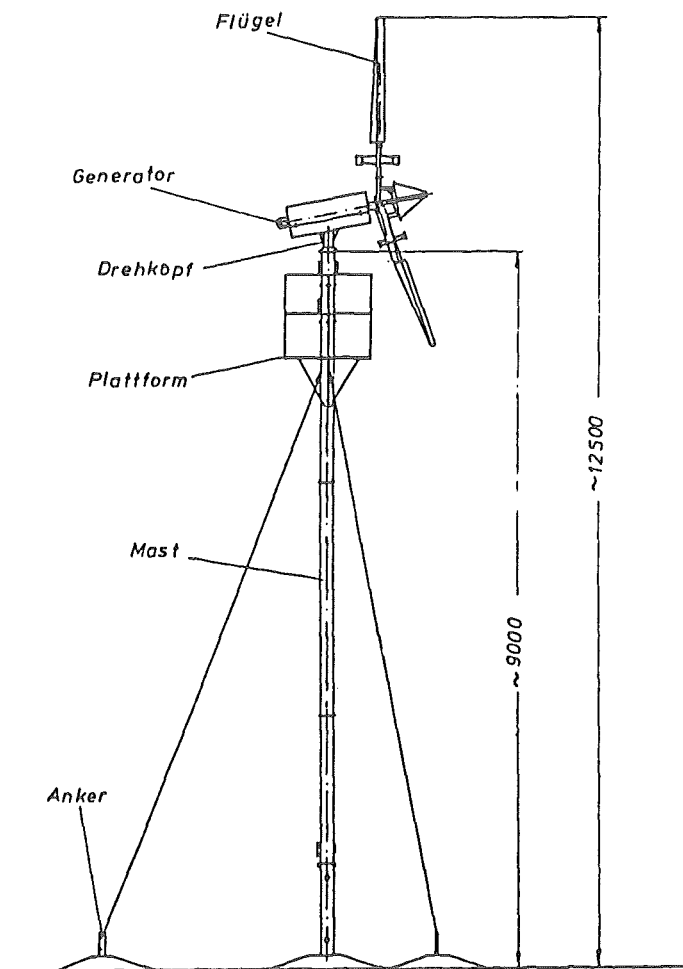


Bild 1: Brummer-Windkraftanlage

- 1 Kreislumppe
- 2 Elektromotor
- 3 Wasserspeicher
- 4 Druckmeßdose
- 5 vorgesteuertes Druckminderventil
- 6 Drossel
- 7 Volumenstrommesser

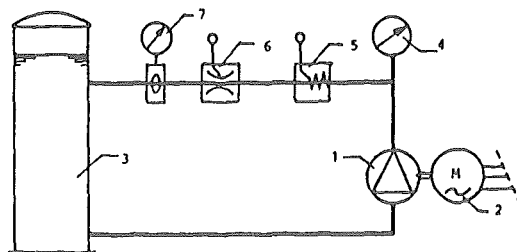


Bild 2: Wasserkreislauf der Simulationseinrichtung mit Kreislumppe

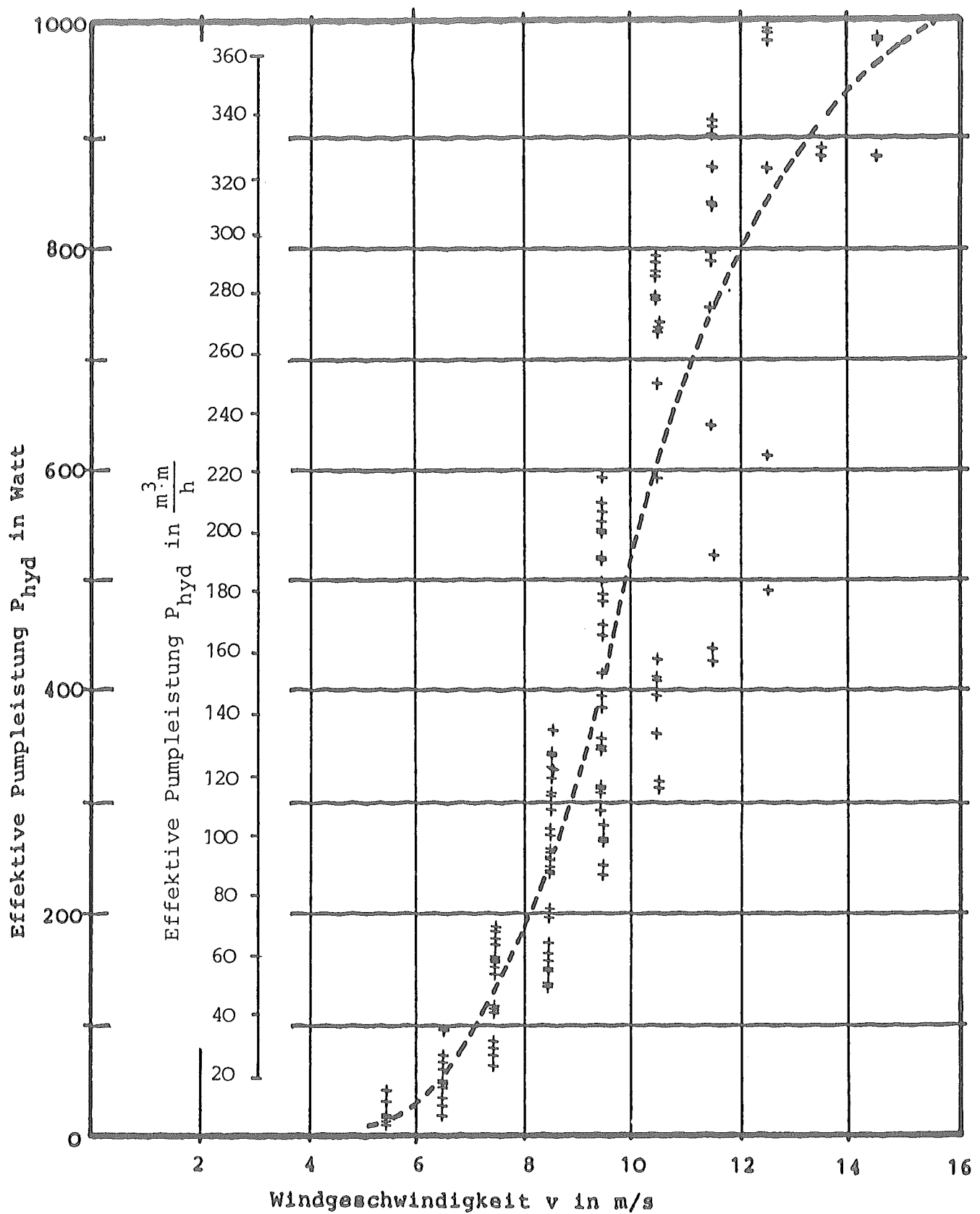


Bild 3: Effektive Pumpleistung des Windpumpensystems Brummer Typ
 BW 51; Feldmessungen in Berlin-Gatow, Meßzeitraum August -
 Oktober 1982

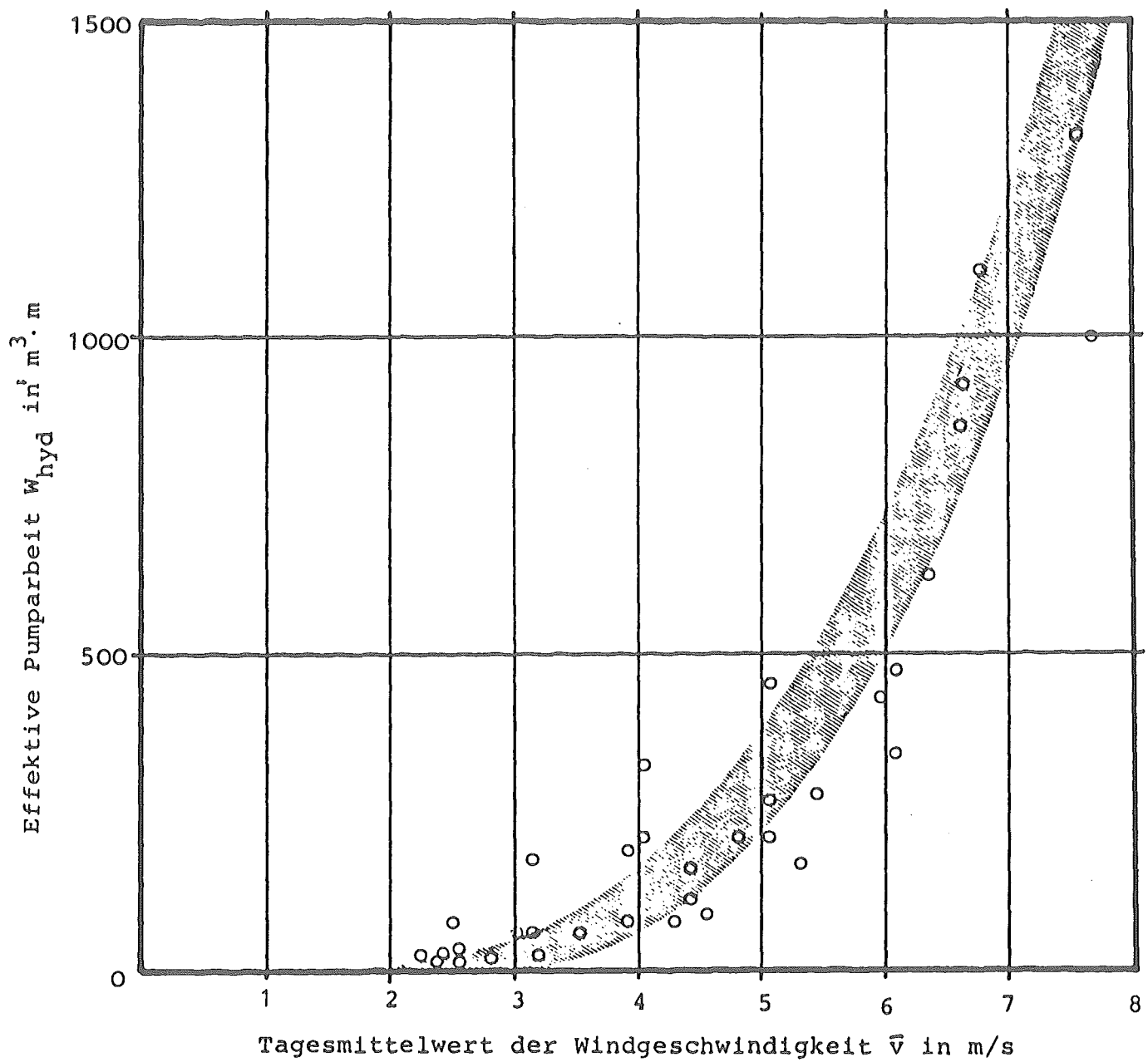


Bild 4: Tägliche Pumparbeit des Windpumpensystems Brümmer Typ
 BW 51; Feldmessungen in Berlin-Gatow, Meßzeitraum August -
 Oktober 1982

Die weitere Auswertung erfolgte auf der Großrechenanlage der TU-Berlin. Hierbei wurden aus den Halbstunden-Registrierungen Tageshistorgramme der Windgeschwindigkeit, der Windrichtung und der korrelierten Leistung sowie die Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeit und der Pumparbeit errechnet.

Beispielhaft für diese Untersuchungen sind die Meßergebnisse des Zeitraumes August bis Oktober 1983 in den folgenden Diagrammen aufgetragen worden. Das Diagramm Bild 3 zeigt den Verlauf der hydraulischen Leistung - d.h. der Leistung, die erforderlich ist, um eine bestimmte Wassermasse innerhalb eines Zeitintervalles auf eine vorgegebene Höhe zu pumpen - über der Windgeschwindigkeit. Die Messungen zeigen, daß das Windpumpsystem für den eingestellten Förderdruck von ca. 15 m Wassersäule erst bei ca. 5,5 m/s Windgeschwindigkeit mit dem Pumpen beginnt.

Wesentlich für die Beurteilung eines Pumpsystems ist jedoch die Klärung der Frage, wieviel Kubikmeter Wasser täglich gepumpt wird. Wir haben im Bild 4 die tägliche Pumparbeit für Wasser in $\text{m}^3 \cdot \text{m}$ in Abhängigkeit vom Tagesmittelwert der Windgeschwindigkeit aufgetragen. Bei der eingestellten Förderhöhe von 15 m werden z.B. bei $\bar{v} = 3 \text{ m/s}$ ca. $3,3 \text{ m}^3$ pro Tag und bei $\bar{v} = 5 \text{ m/s}$ ca. 17 m^3 gepumpt, was im Mittel für die Trinkwasserversorgung eines 700-Personen-Dorfes ausreichend ist.

Die Ergebnisse dieser Langzeituntersuchungen können wie folgt zusammengefaßt werden:

- Das gesamte Windpumpsystem arbeitet seit Inbetriebnahme im Oktober 1981 ohne Störungen.
- Die Messungen ergeben eine effektive Tagesarbeit in Abhängigkeit von der mittleren Tageswindgeschwindigkeit, wie sie das Diagramm des Bildes 6 zeigt und liegt damit über dem Pumparbeitsvermögen eines vielflügligen Rotors mit Kolbenpumpe ("Western-mill") gleicher Größe.
- Die Drehzahlbegrenzung und Sturmsicherung des Rotors arbeitete zuverlässig. Hierbei wurden Stürme über 33 m/s Windgeschwindigkeit sicher überstanden.
- Eine Erhöhung des Arbeitsvermögens des gesamten Windpumpsystems wäre durch Verbesserung der Profil-Aerodynamik und des Regelverhaltens des Rotors zu erreichen (bei der Brümmer-Konzeption regelt bekanntlich jeder Flügel unabhängig). Allein

hierdurch wäre das Arbeitsvermögen in etwa zu verdoppeln.

- Grundsätzlich kann festgestellt werden, daß das Konzept dieses Windpumpensystems, bestehend aus windgeführter Windkraftanlage mit fliehkraftgeregelter Drehzahlbegrenzung des Rotors, Synchron-generator, direkt geschaltetem Asynchronmotor des Pumpenantriebes und einer Normkreiselpumpe ein für Entwicklungsländer geeignetes System darstellt.

SEGELWINDMÜHLE MIT KREISELPUMPE ZUR ENTWÄSSERUNG IN MAHOTAS, MOSAMBIK

Jochen Twele*

1. EINLEITUNG

Das Interdisziplinäre Forschungsprojekt "Windpumpensysteme für Be- und Entwässerung in Entwicklungsländern", welches seit 1981 an der TU-Berlin in der IPAT durchgeführt wird, initiierte für 1984 eine Überprüfung der bis dahin gefundenen Forschungsergebnisse in einem Feldversuch in Mosambik. Zusammen mit dem nationalen Institut für Agrarforschung INIA in Maputa/Mosambik wurde eine Feldentwässerung mittels Windpumpensystem konzipiert. Gleichzeitig sollte dieser Feldversuch der Vorbereitung einer Verbreitung von Windpumpensystemen im Sinne angepaßter Entwicklungshilfe dienen. Hierfür wurde das bereits bewährte Konzept eines Segelrotors der IPAT mit neuem Turm, Fundamenten und Pumpe speziell für Mosambik ausgestattet. Im folgenden soll dieses Windpumpensystem, das im November 1984 auf dem Feld der Kooperative "Che Guevara" in Mahotas aufgestellt wurde, vorgestellt werden.

* Dipl.-Ing. J. Twele ist Mitglied der Interdisziplinären Projektgruppe für Angepaßte Technologie IPAT der TU-Berlin

2. DER FÜNFFLÜGELIGE SEGELROTOR

Der fünfflügelige Segelrotor ist eine modernisierte Form des altbewährten kretischen Windrades und hat einen Durchmesser von 5 m. Durch eine bessere aerodynamische Gestaltung der Segel konnte eine wesentliche Leistungssteigerung gegenüber dem kretischen Windrad erreicht werden. Die Segelholme sind aus Holz, über welche die doppelwandigen trapezförmigen Segel gestülpt werden (sogenannte Sailtrousers). Die Segel werden achternseitig nur noch an einem Punkt zum nächsten Holm abgespannt und können so vor einem Sturm, zur Stilllegung oder zu Wartungsarbeiten einfach und schnell gerefft werden.

Bei größeren Drehzahlen des Rotors blähen sich die Segelflügel ballonartig auf und wirken zum Teil als Widerstandskörper. Dies führt bei höheren Windgeschwindigkeiten zu einer Drehzahlbegrenzung (max. Drehzahl zwei Umdrehungen pro Sekunde), wodurch eine Sturmsicherung bis ca. 30 m/s Windgeschwindigkeit erreicht wird. Getestet wurde dieser Effekt bis 32 m/s. Es ist jedoch zu empfehlen, ein Reffen der Segel bei Orkanwarnung oder herannahendem Unwetter rechtzeitig durchzuführen, um Überlastung der Rotorkonstruktion und Zerstörung der Segel zu vermeiden.

Der Rotor ist in 9 m Höhe auf dem Drehkopf des trapezförmigen Mastes (A-Mast) gelagert. Im Betrieb wird der Rotor durch den Winddruck in Windrichtung hinter die vertikale Drehachse des Drehkopfes gedrückt. Es handelt sich also um einen sogenannten Leeläufer, der keine Windfahne zur Ausrichtung des Rotors in den Wind benötigt (Bild 1).

Nun stellt sich vielleicht die Frage, warum ausrechnet ein Segelrotor? Zum einen haben wir bereits den Vorteil der in den Segelflügel integrierten Sturmsicherung und die Leistungsbegrenzung dargelegt. Zum anderen ist der Eigenbau des Windpumpensystems in Mosambik durch dieses Konzept eher zu erreichen als durch konventionelle Pumpsysteme. In vielen Entwicklungsländern, so auch in Mosambik, sind Fischfang und Schifffahrt mit Segelbooten altbekannte Tätigkeiten. Somit hat der Umgang mit Segeltuch zur Windenergienutzung mehr Tradition als etwa die Formung aerodynamischer Profile aus Blech oder Kunststoff. Darüber hinaus ist der Segelflügelrotor prädestiniert für den in Mosambik vorgesehe-

nen saisonalen Betrieb des Windpumpsystems und gestattet demzufolge die Anwendung eines kostengünstigen Prinzips.

3. KONSTRUKTIVE BESONDERHEITEN DER ANLAGE FÜR MOSAMBIK

3.1 Fundamente

Für den kippbaren 9 m hohen A-Mast wurden vier Fundamente benötigt. Zwei für die Mastanschlüsse und je eines für die beidseitige Abspannung. Da in Mosambik Zement nur in sehr begrenztem Umfang hergestellt werden kann, haben wir darauf verzichtet, Betonfundamente zu verwenden. Das Bild 2 zeigt beispielhaft die Bohlenfundamente für den Mastanschluß neben dem Pumpensumpf, die 1 m tief eingegraben wurden und über das darauf lastende Erdreich die auftretenden Kräfte abtragen. Der Stahlrahmen ist wie der Turm verschweißt und verschraubt und die Holzbohlen werden einfach eingeschoben.

Sämtliche Arbeiten in Mahotas wurden per Hand mit Schaufel und Eimer ausgeführt.

3.2 Turm

Mast, Drehkopf und Lagerung sind Stahlkonstruktionen aus einfachen Winkelprofilen in geschweißter und geschraubter Ausführung. Die Schraubverbindungen sind so angeordnet, daß ein leichtes Transportieren und Montieren ohne Kranhilfe möglich ist. Der Mast ist beidseitig durch Stahlseile abgespannt und kippbar an den Fundamentanschlüssen befestigt. Daher kann das Aufrichten der am Boden fertigmontierten gesamten Konstruktion allein mit einer Hilfstütze und einem Greifzug oder einer Winde durchgeführt werden. Ebenso einfach und rasch kann die Windmühle zur Sturmsicherung oder zur Durchführung von Montagearbeiten wieder umgelegt werden. Der Mast ist besteigbar und von einer in 6,9 m Höhe angeordneten Plattform können leicht Wartungsarbeiten ausgeführt werden. Soll dies bei Wind geschehen, so kann von der Plattform aus der Rotorkopf aus dem Wind gedreht und durch einen Bolzen arre-

tiert werden. In gleicher Weise kann der Rotor arretiert werden. Der Drehkopf ist durch zwei nachstellbare Holzlager aus Pockholz geführt. Zur Montage der gesamten Anlage genügt ein Werkzeugset, der schon fast in einem Handkoffer mitgeführt werden kann.

3.3 Kreiselpumpe

Der Standort des Windpumpensystems in Mosambik ist ca. 10 km nördlich von Maputo in unmittelbarer Nähe der Küste.

In diesem ganzen Küstengebiet ist ein sehr fruchtbarer Landstreifen von einer Düne gegen den Indischen Ozean abgeschlossen. In der Regenzeit kann hier das Oberflächenwasser nicht in dem erforderlichen Maße natürlich abfließen, so daß es zu häufigen Überschwemmungen kommt. Demzufolge wurde das Windpumpensystem als Entwässerungspumpe in das bestehende Kanalsystem integriert. Für die Verwendung einer Kreiselpumpe als Drainagepumpe sprechen hauptsächlich zwei Gründe: Dieser Pumpentyp kann ohne Schwierigkeiten stark verunreinigtes Wasser pumpen und ist prädestiniert für die Förderung großer Wassermengen gegen geringe Förderhöhen.

Es handelt sich bei der verwendeten Pumpe um eine vierschaufelige Kreiselpumpe mit einem Laufraddurchmesser von 400 mm. Die Pumpe ist eine geschweißte Blechkonstruktion, alle Teile sind feuerverzinkt. Die senkrechte Pumpenwelle ist zweimal im Turm gelagert und oben im Drehkopf über ein Winkelgetriebe mit der Rotorwelle des Segelrotors verbunden. Gleichzeitig zur Umlenkung von der Horizontalen in die Vertikale erfolgt hier eine Übersetzung ins Schnelle von 1:4.

4. LEISTUNGSFÄHIGKEIT DER ANLAGE

Die auf unserem Testfeld in Berlin-Gatow ermittelte Bremsleistung des Segelrotors zeigt das folgende Diagramm (Bild 3). Das Diagramm läßt erkennen, daß sich der Segelrotor bei kleinen Windgeschwindigkeiten wie ein Schnellläufer und bei großen Windgeschwindigkeiten wie ein Langsamläufer verhält. Im günstigsten

Bereich von $3 \div 6$ m/s, der sich gut in die realen Windverhältnisse des Aufstellungsortes einpaßt, werden Leistungsbeiwerte von 0,35 erzielt.

Die Pumpleistung des Gesamtsystems zeigt das Bild 4. Bei dem in Mosambik vorliegenden Förderhöhenbereich von 0,5 bis 1 m beginnt das System zwischen 3 und 5 m/s zu pumpen und fördert bei 8 m/s je nach Förderhöhe bereits zwischen 100 und 150 m³/h.

5. AUSBLICK

Bei der topographischen Struktur Mosambiks läßt sich ein breites Anwendungsfeld von Windpumpensystemen finden. Insbesondere für Drainagezwecke und Landentwässerung gäbe es für Windpumpensysteme viele Einsatzmöglichkeiten. In den Niederungen der großen Flüsse – z.B. des Incomati – gibt es viele Landstriche, die sehr fruchtbar, aber häufig auch übernässt sind und nur bei ausreichender Drainage einer intensiven landwirtschaftlichen Nutzung zugeführt werden können. Die Windverhältnisse, besonders im küstennahen Bereich sind darüber hinaus sehr gut und geprägt durch tageszeitliche Gänge hoher Windgeschwindigkeiten. So soll nun die installierte Demonstrationsanlage zeigen, daß Entwässerung mit Windenergie eine praktikable Lösung ist und damit einen Beitrag zur Verbesserung der Nahrungsmittelproduktion des Landes leisten kann. Weiterhin soll hierdurch gezeigt werden, daß es eine technische Alternative zu den bekannten importierten und teuren Windpumpen des Typs "Westernmill" gibt, und sich den Gegebenheiten Mosambiks besser einpaßt und für die Feldentwässerung besonders geeignet ist.

Der nächste Schritt ist der Aufbau einer einheimischen Produktion des Windpumpensystems, wofür die ersten Vorbereitungen bereits getroffen worden sind. Begleitet wird die Einrichtung einer Windmühlenproduktion durch ein Ausbildungs- und Informationsprogramm, durch welches Grundlagenwissen zur Windenergienutzung sowie das für den Betrieb der Windpumpensysteme erforderliche Wissen vermittelt wird.

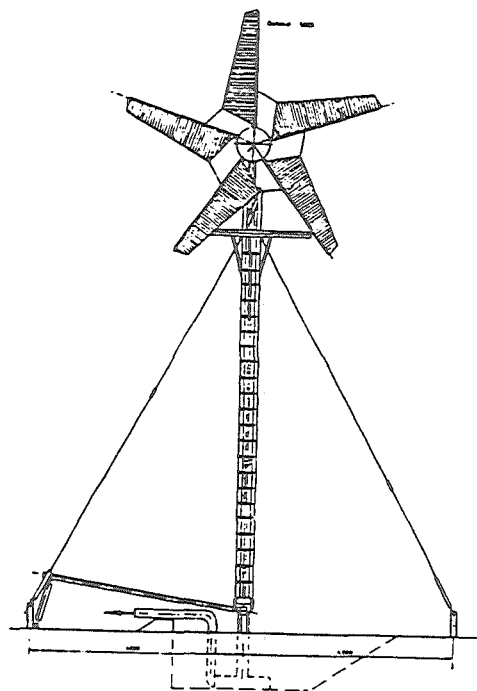


Bild 1: IPAT-Segelflügelrotor

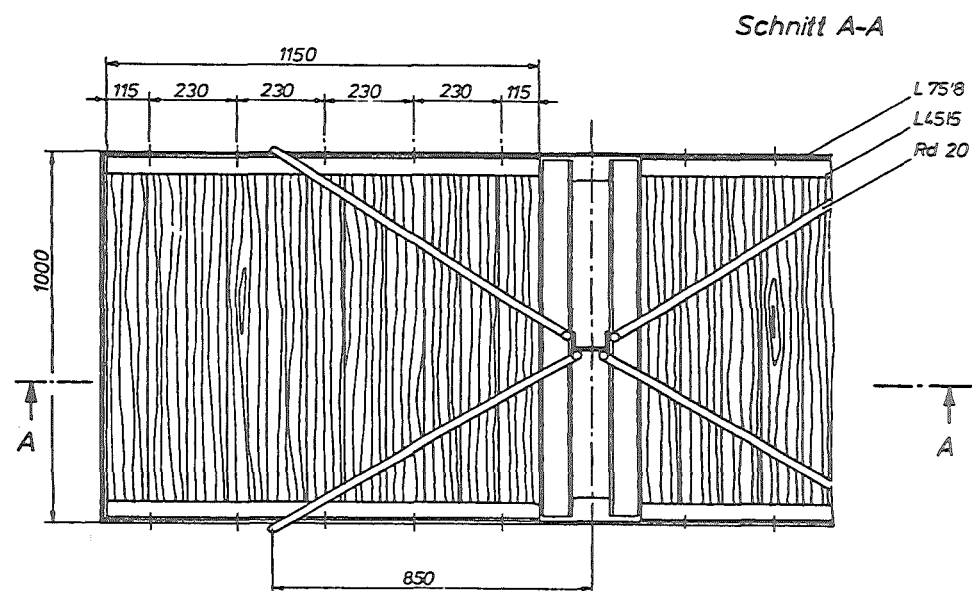
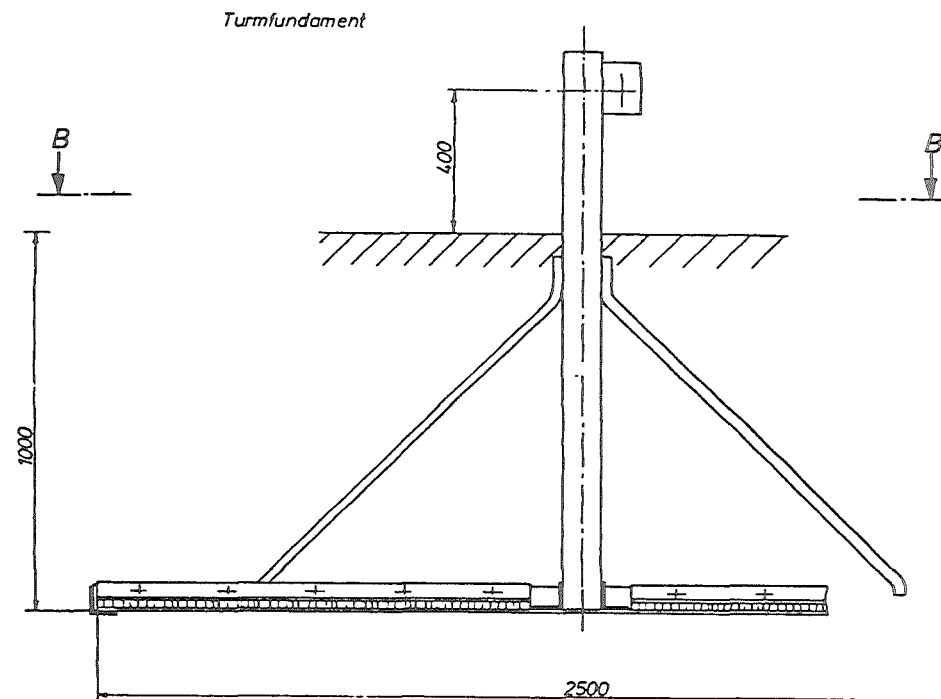


Bild 2: Bohlenfundament für die Turmabspannung

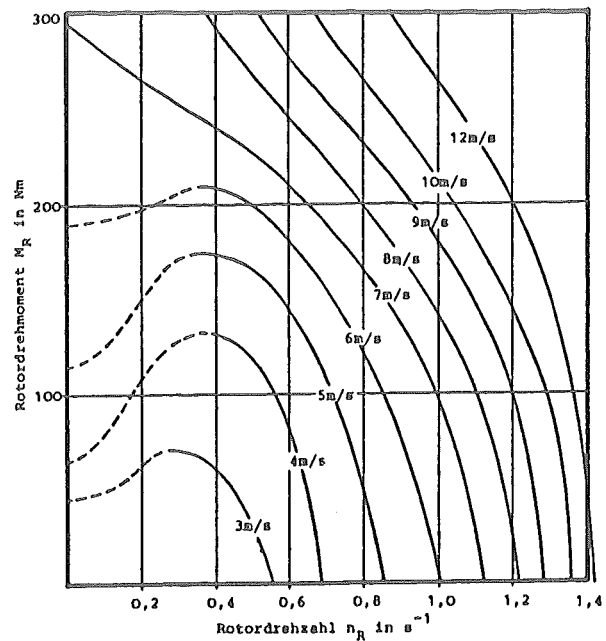
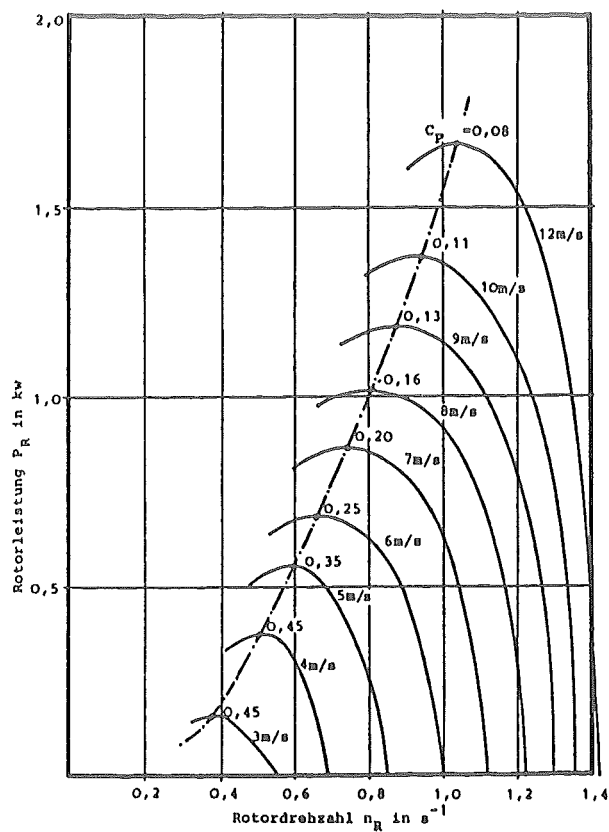


Bild 3: Rotorleistung- und Drehmoment des IPAT-Segelflügelrotors

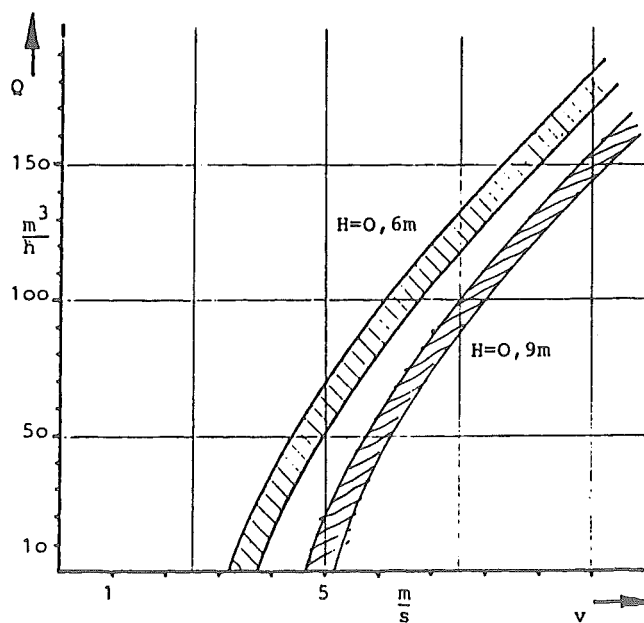


Bild 4: Pumpleistung des IPAT-Windpumpsystems bei Förderhöhen von $H=0,6$ und $0,9$ m für Drainung

WINDENERGIEANLAGE ZUR ERZEUGUNG ELEKTRISCHER ENERGIE IN ENT- WICKLUNGSLÄNDERN

Prof. Dr.-Ing. D. Wurz Institut für Technische Thermodynamik
Dipl.-Ing. R. Kniehl Fakultät für Maschinenbau
Dipl.-Ing. K. Kunzmann Universität Karlsruhe

Zusammenfassung

An der Universität Karlsruhe wird im Zuge eines BMFT-Projekts an der Entwicklung einer einfachen entwicklungslandgerechten Windenergieanlage gearbeitet.

Die Anlage läßt bei einer elektrischen Nennleistung von 5,5 kW einen breiten Anwendungsbereich für dezentrale Energieversorgung erwarten - der Antrieb von elektrischen Wasserpumpen wird dabei einen Schwerpunkt darstellen. Die Rotorentwicklung hat zu einfach herstellbaren Systemen mit hohen Wirkungsgraden (c_p bis 0.40) geführt. Die Ermittlung der Leistungsdaten von Rotoren sowie die Anpassung der Komponenten erfolgt mittels eines mobilen Testsystems, wobei die Windturbine auf einem LKW installiert ist. Ein Prototyp mit Brunnensimulations-Anlage ist ab ca. Mai 85 in Schnittlingen auf dem Testfeld der DFVLR in Betrieb.

1. Einleitung

Nach Jahren der Euphorie über die Möglichkeiten des Technologie- und Wissenstransfers in die sogenannten Entwicklungsländer ist mittlerweile eine Ernüchterung eingetreten.

Die nicht zufriedenstellenden Ergebnisse vieler Projekte, die sich insbesondere mit der Nutzung erneuerbarer Energien in den meist stark unterentwickelten, ländlichen Gebieten befaßten, haben neue Diskussionsschwerpunkte in das Blickfeld gerückt. Neben dem generellen Akzeptanz- und Verbreitungsproblem ist vor allem folgendes Faktum zu bedenken:

Zur Sicherung der Basisversorgung besteht in den infrastrukturschwachen ländlichen Regionen ein Bedarf an Technik; dort wiederum ist eine Fertigung technischer Anlagen nur schwer zu realisieren, da die Möglichkeiten des örtlichen Handwerks in der Regel begrenzt sind. Weiterhin ist im allgemeinen die Kaufkraft in die-

sen Regionen ausgesprochen schwach, so daß eine Verbreitung nur mit fremder Unterstützung (staatliche Projektträger, Organisationen etc.) möglich ist. Die damit wiederum zusammenhängenden Probleme sind inzwischen hinreichend deutlich geworden und sollen hier nicht weiter behandelt werden.

2. Konzeption

Bei der Entwicklung von Windenergieanlagen für Entwicklungsländer (EL) steht in der Konzeptionsphase die Eingrenzung des Systems im Vordergrund. Da das Entwicklungsland nicht spezifizierbar ist, müssen möglichst allgemeingültige Kriterien zum Tragen kommen.

Anlagen, die in einem Großteil der EL - wenn auch da i.a. nur in den infrastrukturstärkeren Ballungszentren - zumindest teilgefertigt werden können, sollten

- in handhabbarer Leistungsgröße
- robust und wartungsarm
- mit möglichst wenig Steuerelektronik
- unter Verwendung von geeigneten Großserienteilen

als überschaubare, transparente Systeme ausgeführt werden.

Ein wesentlicher Faktor, der die Systemvereinfachung einschränkt, ist die Tatsache, daß die elektrische Energie eine hochwertige Energieform darstellt und gewisse Mindestanforderungen nicht umgangen werden können.

Für die Entwicklung der "Windflower" Windenergieanlage im Zuge eines BMFT Vorhabens fiel die Entscheidung zugunsten eines Systems mit einer installierten elektrischen Leistung von 5,5 kW, eine Leistungsgröße, für die vor allem auf dem Gebiet des elektrischen Pumpens von Wasser ein breiter Einsatz erwartet wird. Gleichzeitig ist eine Anlage in dieser Größenordnung noch gut überschaubar und handhabbar.

Es handelt sich um einen mittelschnellläufigen Windenergiekonverter (WEK) mit 4-Flügel-Rotor; dieser hat ohne Blattverstellung ein sehr gutes Anlaufverhalten.

3. Rotoren

In der Regel wird Einfachsystemen wenig Sorgfalt bei der aerodynamischen Auslegung zuteil.

Zur Auslegung von Rotoren horizontalachsiger Windenergieanlagen wurde ein Rechnerprogramm entwickelt /3/. Das Programm basiert auf der Kombination der "General Momentum Theory" einerseits und der "Blade Element Theory" andererseits /1,2,4/.

Die zweidimensionale "General Momentum Theory" befaßt sich mit der Anwendung der Grundgleichungen der Strömungsmechanik auf das Kreisscheibenmodell des Rotors ("Actuator Disc"). Sie stellt lediglich eine globale Bilanz über das gesamte Strömungsfeld um die Rotorscheibe dar und reicht allein nicht aus, um die Geometrie der Rotorblätter zu berechnen.

Erst in Verbindung mit der "Blade Element Theory", die Beziehungen herstellt zwischen den Strömungsverhältnissen und Kräften an jedem Blattelement des Rotors und der Blattgeometrie, ist es möglich, die vollständige Dimensionierungsaufgabe eines Rotors zu lösen.

Die Theorie umfaßt zum einen den Entwurf sogenannter idealer Rotoren, die bei vorgegebenen Profilbeiwerten eine ganz bestimmte Geometrie besitzen müssen, um den maximalen Leistungsbeiwert zu erreichen. Die Auslegung idealer Rotoren ist ein Problem der Variationsrechnung. Zum anderen beinhaltet sie die Nachrechnung realer Rotoren, deren Geometrie und Betriebsbedingung von der des idealen Rotors abweichen.

Mithilfe der beschriebenen Theorie, die den Blattzahleinfluß, die Reibung am Profil und den Drall im Rotornachstrom berücksichtigt, wurden die im folgenden vorgestellten Rotorsysteme entworfen.

3.1 Einfachsegel-Rotor ($d = 6 \text{ m}$)

Bild 1 zeigt als ein Ergebnis des Auslegungsprogramms den Verlauf der Sehnenlänge s über dem Rotorradius r eines idealen Rotorflügels mit den gegebenen bzw. im Windkanal ermittelten Eckdaten: Blattzahl $z = 4$, Gleitzahl $\epsilon = 0,08$, Auftriebsbeiwert $c_l = 1,00$.

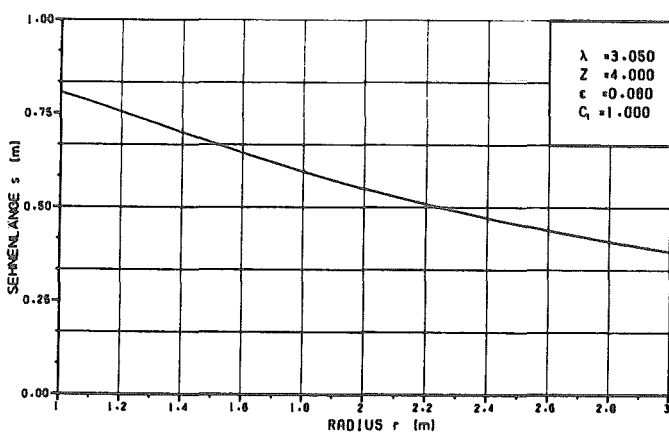


Bild 1

Sehnenlänge s eines idealen Rotorflügels

Bild 2 zeigt den Anströmwinkel ϕ über dem Rotorradius r . Aus dieser Darstellung ist darüberhinaus die Verwindung des idealen Rotorblattes zu entnehmen.

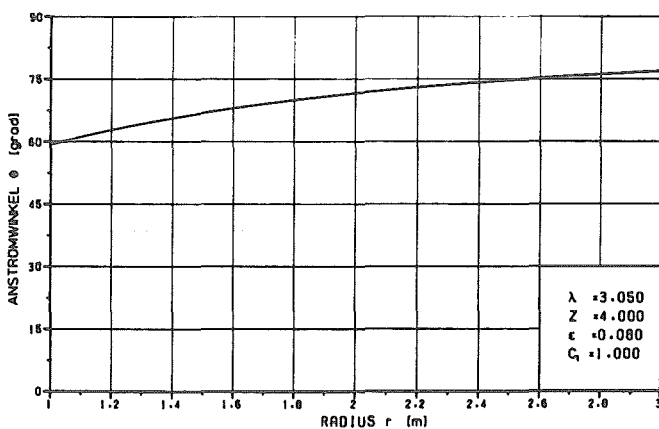


Bild 2

Anströmwinkel eines idealen Rotorflügels

Bild 3 zeigt die Hüllkurve der Leistungscharakteristik c_p aller idealen Rotoren mit den o.g. Daten in Abhängigkeit von der Schnelllaufzahl λ .

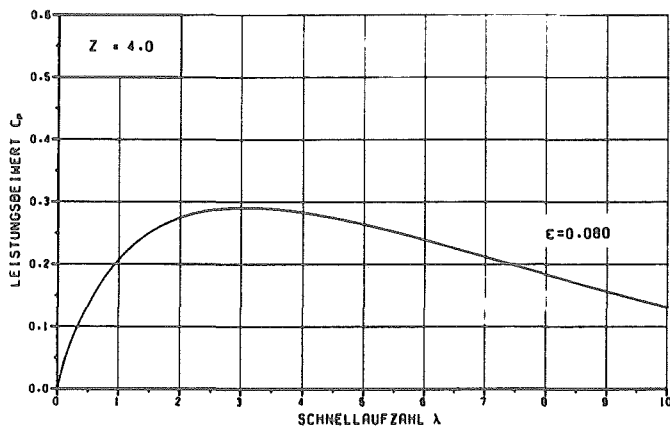


Bild 3

Maxima der Leistungsbeiwerte
aller idealen Rotoren mit
 $z = 4$ und $\epsilon = 0,08$

In Bild 4 ist der Rotor mit Segelflügeln in linearisierter, fertigungstechnisch günstiger Form zu sehen:

Das Segel umschlingt das Mastrohr, drei Ausleger dienen u.a. zur Einstellung der Verwindung von 0° bis 20° ; zur Erhaltung der Formstabilität sind zusätzlich Latten in das Segel eingearbeitet. Das Material ist ein PVC-beschichtetes PE-Gewebe, das unter anderem zu LKW-Planen verarbeitet wird und Standzeiten von mindestens 5 Jahren aufweist; andere Materialien sind denkbar.

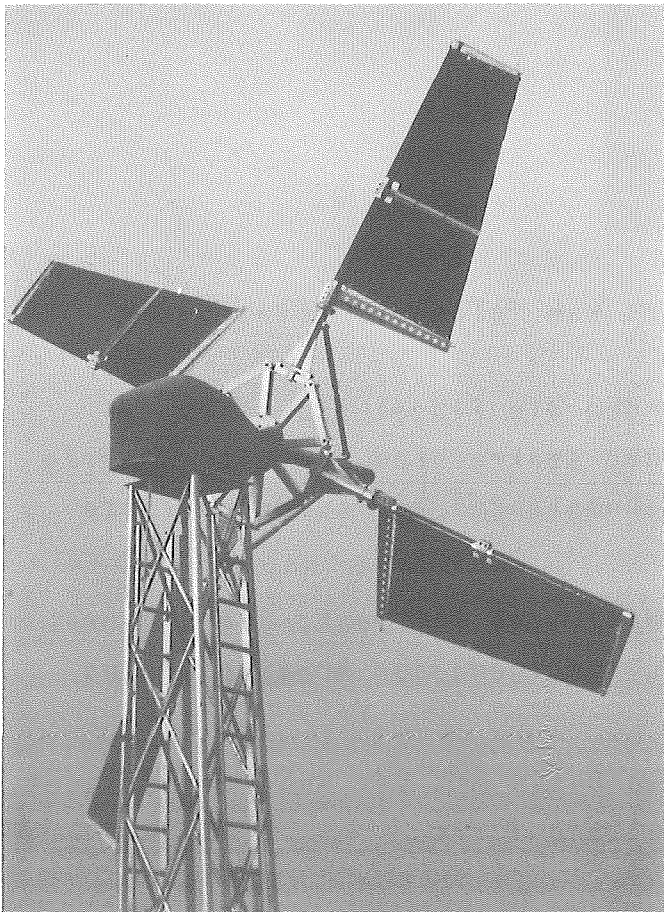


Bild 4

Segel-Rotor

3.2 Blechflügel-Rotor ($d = 6 \text{ m}$)

Die aerodynamische Auslegung des Aluminium-Blechflügel-Rotors, Bild 5, erfolgte wie beim Segelrotor. Hier konnte allerdings die ideale Sehnenlängenverteilung über dem Rotorradius realisiert werden.



Bild 5

Aluminium-Blechflügel-Rotor

Bei der Konstruktion dieses Rotors kam folgendes Prinzip zur Anwendung:

Eine Verwindung wird erreicht, indem die Flügel aus einem zylindrisch gerollten Blech mit einer senkrechten und einer schräg (bzw. entsprechend der idealen Sehnenlänge) verlaufenden Kante geschnitten werden, Bild 6.

Dieser Rotor ist lediglich mit Hilfe von Rollbank, Säge, Bohrmaschine, Nieten und Schrauben zu fertigen; der Arbeitsaufwand ist jedoch erheblich.

Die Flügel werden an ihrer breiten Basis mit der Nabe verschraubt, was zu einer günstigen Krafteinleitung führt.



Bild 6

Blechflügel, von der Blattspitze aus gesehen (Verwindung 15°); noch ohne druckseitige Verkleidung

Die Herstellung dieser beiden Rotoren erfordert keine hochentwickelte Infrastruktur - sie sind somit für eine lokale Produktion im EL grundsätzlich geeignet.

4. Weitere Komponenten

Die Anlage ist weitgehend modular aufgebaut. Damit kann der jeweilige Rotor, entsprechend seiner Schnellläufigkeit, optimal an den Generator angepaßt werden.

Bild 7 zeigt die Anlagenkomponenten:

4.1 Getriebe

Das Stirnradgetriebe aus der Großserie mit $i = 1:12,5$ und das Zahnriemengetriebe in der zweiten Stufe mit leicht zu veränderndem Übersetzungsverhältnis (einfaches Austauschen eines Riemenrades) ermöglichen Gesamtübersetzungsverhältnisse von $1:12,5$ bis $1:25$.

4.2 Sicherheitssystem

Zwei halbautomatische Bremssysteme werden in der Prototypanlage zum Test kommen:

Einmal eine rein mechanisch arbeitende Bandbremse und zum anderen eine hydraulisch betätigte Scheibenbremse, die weitgehend aus Serienteilen besteht. Die Auslösung erfolgt in jedem Fall drehzahlgesteuert über einen Fliehkraftschalter, der bei Überdrehzahlen die Bremse in Betrieb setzt.

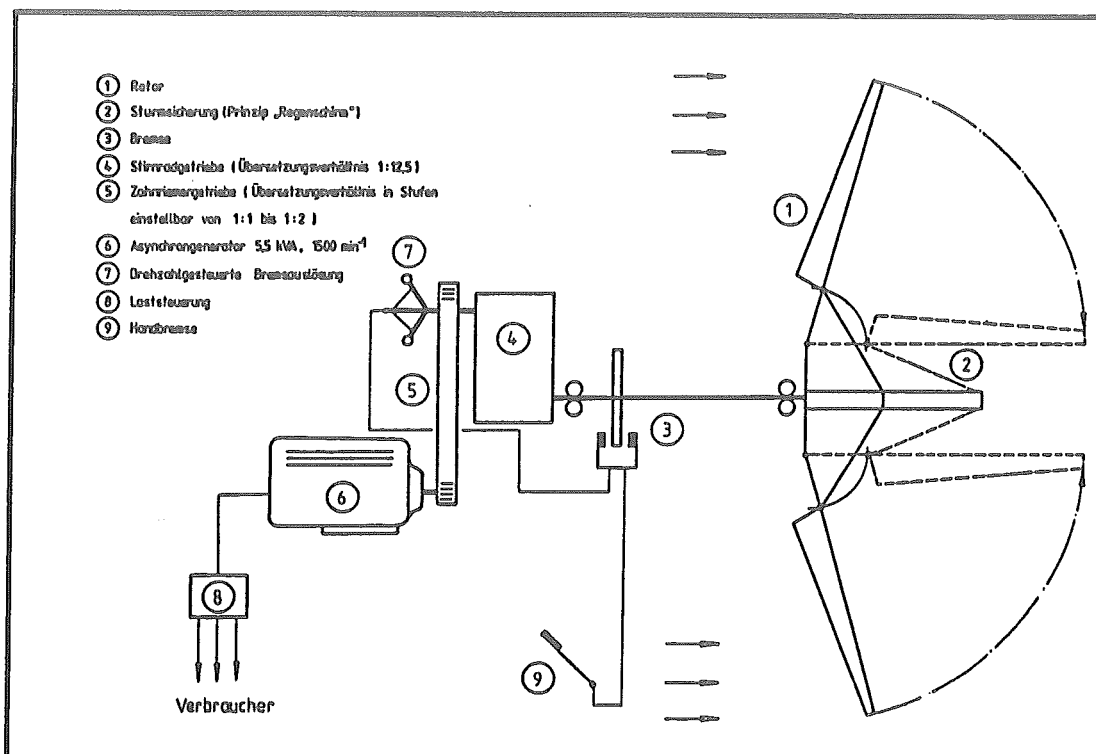


Bild 7
Anlagenschema

Für sturmgefährdete Einsatzorte kann ein Rotorklappmechanismus (Prinzip "Regenschirm") zur Anwendung kommen, der aufgrund der aerodynamischen Kräfte bei einer vorgebbaren Windgeschwindigkeit die Flügel synchron faltet.

Es muß allerdings angeführt werden, daß es sich hierbei um ein aufwendiges und damit teures Bauteil handelt, das nur schwer in einem EL gefertigt werden kann.

4.3 Elektrische Anlage

Der Asynchrongenerator (5,5 kVA) wird mittels modular ausbaufähiger Laststeuerung (automatisches Auf- und Abschalten der Lasten nach Prioritäten) auf eine konstante Frequenz von 50 Hz - zulässige Schwankungen je nach Ausbaustufe - geregelt (Unterauftragnehmer: Fa. SMA-Regelsysteme, Kassel).

5. Ergebnisse der Leistungsmessung

Für eine zuverlässige Leistungsmessung ist ein mobiles Testsystem entwickelt worden, Bild 8.

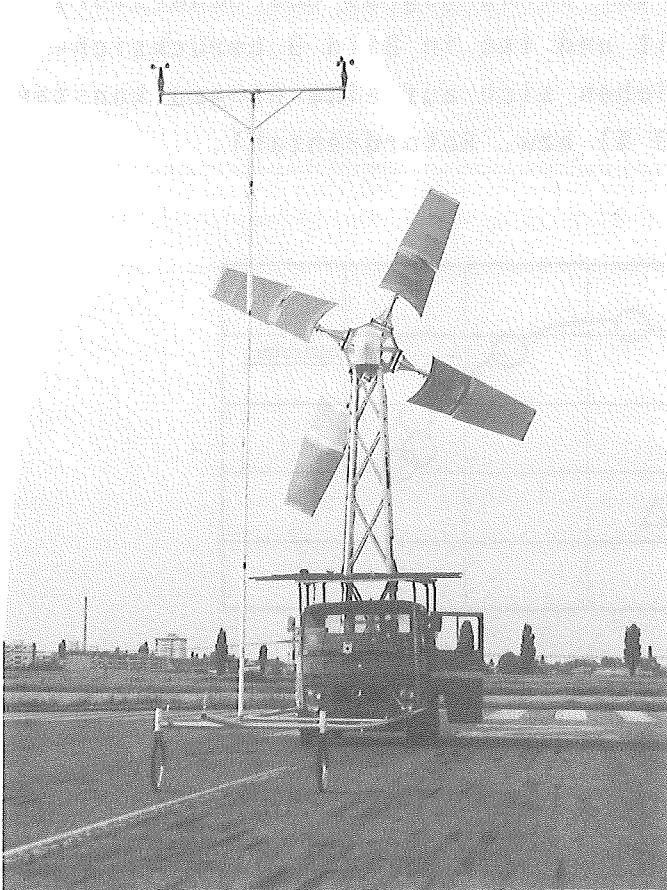


Bild 8

Mobiles Testsystem

Der WEK ist auf der Ladefläche eines LKWs installiert. Im Fahrerhaus befindet sich die elektronische Meßwerterfassung (SMA-Regelsysteme) und der Kleinrechner zur Datenverarbeitung und -speicherung.

Besondere Aufmerksamkeit ist der Messung der ungestörten Anströmgeschwindigkeit zu schenken, da insbesondere diese Einflußgröße bei der Leistungsbestimmung zu gravierenden Fehlern führen kann ($P \sim v^3$). Um Rückwirkungen des Rotors auf die Anströmgeschwindigkeit zu vermeiden (die Messung in der verzögerten Anströmung bei kleiner Entfernung vom Rotor führt zu erheblich überhöhten c_p -Werten), werden in 15 m Entfernung vor der Rotorebene in Nabenhöhe zwei Anemometer hergeschoben. Die Anemometer wurden im Windkanal geeicht.

Die Messungen finden bei Windstille bzw. bei sehr kleinen Windgeschwindigkeiten ($\leq 1 \text{ ms}^{-1}$) statt.

Bild 9 zeigt die gemessene Leistungscharakteristik der zwei entwickelten Rotoren im Vergleich. Dargestellt ist das Produkt aus Rotorwirkungsgrad c_p und mechanischem Wirkungsgrad η_{mech} der Anlage über der Schnellaufzahl λ . Der Wirkungsgrad des Generators wurde in Labormessungen ermittelt und ist in Bild 9 berücksichtigt. Alle gemessenen Daten beziehen sich auf eine nahezu konstante Generatorfrequenz ($50 \text{ Hz} \pm 10 \%$) bzw. Rotordrehzahl.

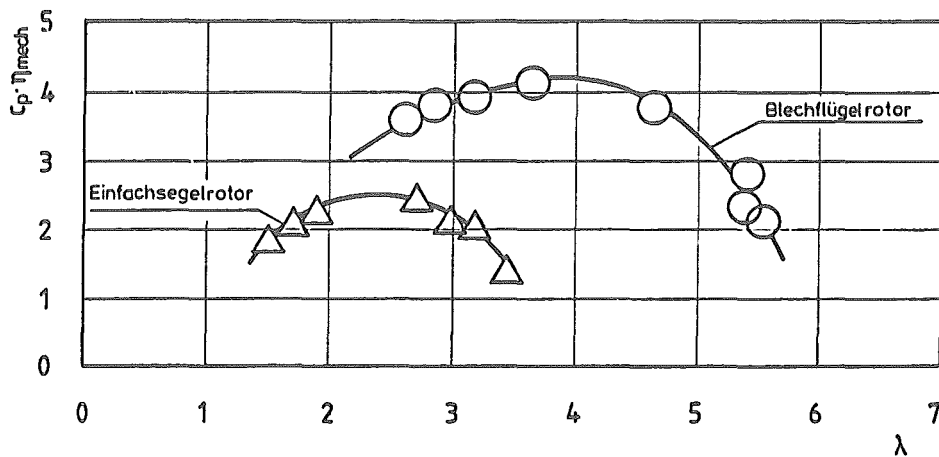


Bild 9: c_p - λ -Charakteristik

Bild 10 gibt die erreichbare Nutzleistung am Generator in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit wieder. Diese Werte korrespondieren mit den jeweiligen Meßpunkten in Bild 9.

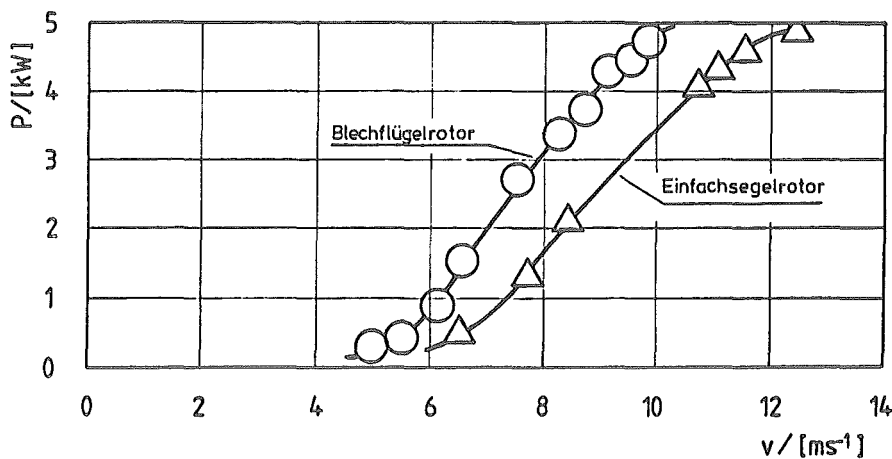


Bild 10: Elektrische Nutzleistung der Windenergieanlage

6. Prototyp

Der in Schnittlingen eingesetzte Prototyp ist mit einer realitätsgetreuen Belastungseinheit ausgerüstet. Eine Brunnensimulations-Anlage ermöglicht die Simulation verschiedener Brunnentiefen. Vier Elektropumpen werden über die elektronische Laststeuerung nach Prioritäten auf- und abgeschaltet. Sämtliche Leistungs- und Durchflußdaten werden aufgenommen, elektronisch verarbeitet und aufgezeichnet.

7. Ausblicke

Zur Umsetzung des vorgestellten Systems ist eine F- und E-Phase in geeigneten Entwicklungsländern vorgesehen.

Eine Prefeasibility-Studie ist vom BMZ unter dem Vorbehalt erster Testergebnisse auf dem Versuchsfeld in Schnittlingen für mehrere Entwicklungsländer in Auftrag gegeben.

Literatur

- 1 Glauert, H.
Airplane Propellers
In: Durand, W.F. (Hrsg.): Aerodynamic Theory, Vol.IV, Division L,
Springer, Berlin 1935
- 2 Griffiths, R.T.
The effect of aerofoil characteristics on windmill performance
The Aeronautical Journal, July 1977, pp. 322-326
- 3 Schöberl, W.
Vergleichende Untersuchung zur Berechnung der Umströmung
von Windenergiekonvertern
Studienarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Univer-
sität Karlsruhe, Juli 1983
- 4 Wilson, R.E., P.B.S. Lissaman
Applied Aerodynamics of Wind Power Machines
Oregon State University 1974

ANFORDERUNGEN AN DIE ELEKTRISCHE AUSRÜSTUNG UND REGELUNG VON WINDENERGIEANLAGEN IM INSELBETRIEB

Seminar der KFA: "Einsatz kleiner Windenergieanlagen in Entwicklungsländern"
am 14. und 15. Mai 1985 in Göppingen

Verfasser: Dipl.-Ing. Günther Cramer

INHALT:

1. Einführung
2. Verbraucheranforderungen
 - 2.1 Einfache elektrische Verbraucher
 - 2.2 Verbraucher mit geringen Anforderungen
 - 2.3 Elektrisch anspruchsvolle Verbraucher
3. Generatoren zur Drehstromerzeugung
4. Inselbetrieb von WEAn
 - 4.1 Anlagen ohne Blattverstellung
 - 4.2 Anlagen mit Blattverstellung
5. Verbundbetrieb von WEAn
6. Autonome elektrische Versorgungssysteme
 - 6.1 Fuel Saver Betrieb
 - 6.2 System mit Batteriespeicher und abschaltbarem Diesel
7. Zusammenfassung
8. Verwendete Abkürzungen
9. Literatur

1. Einführung

Der Einsatz von Windenergieanlagen (WEAn) zur Versorgung von entlegenen elektrischen Verbrauchern, die nicht an einem Verbundnetz angeschlossen sind, wie auch die Kombination von Windenergiekonvertern mit Dieselaggregaten hat sich in den letzten Jahren als eine besonders interessante Einsatzmöglichkeit für kleine WEAn herausgestellt.

Aufgrund der hohen Stromgestehungskosten, die bei der dezentralen Energieversorgung über Diesel-Generator-Einheiten auftreten, ist bereits heute ein wirtschaftlicher Betrieb von kleineren elektrischen Energieversorgungssystemen möglich, die auf der Nutzung der Windenergie basieren.

Die Anforderungen an die Regelung und die elektrische Ausrüstung von WEAn im Inselbetrieb und die unterschiedlichen Anforderungen elektrischer Verbraucher werden im folgenden beschrieben.

2. Verbraucheranforderungen

Sollen elektrische Verbraucher unabhängig vom elektrischen Verbundnetz mit Hilfe von Windenergieanlagen oder hybriden Systemen (WEAn, Diesel, Batterie) versorgt werden, so sind die Anforderungen der Verbraucher hinsichtlich der Konstanz von Spannung und Frequenz wesentliche Auslegungskriterien für das Versorgungssystem.

Die Bedingungen, die von den Verbrauchern an die Verfügbarkeit des Versorgungssystems gestellt werden, beeinflussen die Entscheidung, inwieweit die Notwendigkeit zum Einsatz von Batteriespeicher und Diesel-Generatoraggregaten besteht.

Die quantitative Auslegung des Versorgungssystems, d.h. die Leistungsgröße der zu installierenden Systemkomponenten, hängt besonders bei kleinen Einheiten wesentlich davon ab, in welchem Umfang Verbraucher minderer Priorität definiert werden können, die bei geringem Energieangebot eine kurzzeitige Abschaltung erlauben und ob der Gleichzeitigkeitsfaktor der Verbraucher beeinflussbar und somit eine Auslegung der Nennleistung auf extreme Lastspitzen vermeidbar ist.

Im folgenden werden die Verbraucher in Abhängigkeit ihrer elektrischen Eigenschaften in drei Gruppen unterteilt.

193

2.1 Einfache elektrische Verbraucher

Elektrisch einfache und damit anspruchslöse Verbraucher sind z.B. Heizwiderstände. Sie stellen keine oder nur geringe Anforderungen an die Konstanz von Frequenz und Spannung und können daher prinzipiell direkt mit dem Generator der WEA verbunden werden. Neben dem Schutz gegen Überlastung ist nur das Überschreiten einer oberen Grenze der Generatorspannung zu verhindern.

2.2 Verbraucher mit geringen Anforderungen

Einen sehr großen Variationsbereich von Frequenz und Spannung erlauben rotierende elektrische Wechsel- bzw. Drehstrommaschinen, wie z.B. Asynchronmotoren, bei Betrieb mit variabler Drehzahl. Unter Berücksichtigung der Drehmomenten-Drehzahlcharakteristik in Frage kommender Lasten, wie Wasserpumpen und Wärmepumpen, und der noch zulässigen Überdrehzahlen ergibt sich allerdings eine Einschränkung des Spannungs- und Frequenzbereichs auf etwa

- 50 % ... U_N ... + 10 % und - 40 % ... f_N ... + 5 %. Um in diesem Bereich variabler Drehzahl eine thermische Überlastung der Motore (Sättigungseffekte) und evtl. vorhandener weiterer elektro-magnetischer Baugruppen zu verhindern, muß Proportionalität zwischen Frequenz und Spannung gewahrt werden, d.h. eine Verringerung der Frequenz ist nur dann zulässig, wenn gleichzeitig eine entsprechende Absenkung der Spannung erfolgt. Zusätzlich ist bei der Wahl der Zuschaltgrenze für die Antriebe zu gewährleisten, daß unter Berücksichtigung des Anlaufverhaltens der Last ein sicheres Anfahren möglich ist.

2.3 Elektrisch anspruchsvolle Verbraucher

Unter die Kategorie elektrisch anspruchsvolle Verbraucher, bei denen entweder die Versorgungsspannung oder die Frequenz bzw. beide nur in einem engen, fest definierten Bereich schwanken dürfen, ist die Mehrzahl aller Verbraucher einzuordnen, wie z.B. Beleuchtungseinrichtungen, elektrische Werkzeuge, elektronische Systeme und Batterieladegeräte.

Diese Verbraucher sind normalerweise auf die Bedingungen für eine Versorgung aus dem öffentlichen Netz ausgelegt und lassen daher nur Frequenzschwankungen von ± 5 % und Spannungsschwankungen von + 10 % und - 15 % zu.

194

3. Generatoren zur Drehstromerzeugung

Üblicherweise werden selbsterregte, bürstenlose Synchrongeneratoren für die Erzeugung elektrischer Energie im Inselbetrieb eingesetzt. Sie zeichnen sich durch ihre gute Spannungsregelung und die Möglichkeit der Blindleistungslieferung aus. Allerdings haben Synchrongeneratoren in dem Leistungsbereich unterhalb von 5 kVA eine relativ große Baugröße, ein hohes Leistungsgewicht und hohen Preis (ca. 500 ... 1000 DM/kW).

Dagegen sind Asynchrongeneratoren in dem angesprochenen Leistungsbereich um den Faktor 2 bis 3 preiswerter, nur etwa halb so schwer und ausgesprochen robust. Als wesentlicher Nachteil von Asynchrongeneratoren gilt, daß eine Spannungsregelung im Inselbetrieb nur über zusätzliche Maßnahmen zu realisieren ist, denn die für den Erregungsvorgang notwendige Blindleistung muß über Kondensatoren zur Verfügung gestellt werden. Da die benötigte Blindleistung von der aktuellen Wirkleistungsabgabe des Asynchrongenerators und dem Blindleistungsbedarf der Verbraucher abhängt, müssen normalerweise mindestens ein bis drei Kondensatorstufen zum Ausgleich von Generatorspannungsschwankungen geschaltet werden. Eine feingestufte Spannungsregelung über die Zu- und Abschaltung von Kapazitäten ist nicht nur mit Kosten verbunden, sondern bringt auch elektrisch eine Reihe von Problemen mit sich, die u.U. die o.g. Vorteile des Asynchrongenerators gegenüber dem Synchrongenerator wieder aufheben.

4. Inselbetrieb von WEAn

Aufgrund der aerodynamischen Eigenschaft langsam laufender, vielblättriger WEAn, insbesondere der starken Proportionalität von Drehzahl und Windgeschwindigkeit (kleiner λ -Bereich), ist der Einsatz von Langsamläufern zur Erzeugung elektrischer Energie ungeeignet. Eine Ausnahme bildet u.U. die Versorgung von Heizwiderständen. Die folgenden Ausführungen beziehen sich daher auf Mittelschnell- bzw. Schnellläufer.

Im Inselbetrieb versorgt die Windenergieanlage (WEA) direkt elektrische Verbraucher. Grundsätzlich lassen sich zwei Anlagentypen unterscheiden:

1. WEA ohne Blattverstelleinrichtung
2. WEA mit regelbarem Blatteinstellwinkel.

4.1 Anlagen ohne Blattverstelleinrichtung

Aufgrund des nicht unerheblichen maschinenbaulichen Aufwandes für eine regelbare Blattverstellung werden kleine Windenergieanlagen oft mit konstantem Blatteinstellwinkel aufgebaut. Bleiben auch die elektrischen Ausgangsgrößen unregelt, so ist, wie in Bild 1 dargestellt, die wohl einfachste Anordnung für den Inselbetrieb entstanden.

195

Als Generator wird normalerweise ein selbsterregter, bürstenloser Synchrongenerator eingesetzt. Die Ausgangsspannung sollte geringfügig drehzahlabhängig sein, so daß sich z.B. bei einer Verringerung der Windgeschwindigkeit durch die mit der Drehzahl sinkende Spannung ein Gleichgewicht zwischen der vom Wind angebotenen und der vom Generator abgegebenen Leistung auf einem niedriger liegenden Drehzahlniveau einstellt. Da bei dieser Anordnung Spannung und Frequenz des Generators in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und der Belastung durch die Verbraucher über einen sehr großen Bereich variieren, können nur einfache elektrische Verbraucher versorgt werden.

Der Generator muß leistungsmäßig so ausgelegt sein, daß er bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit (v_{ab}) die vom Wind angebotene Leistung verarbeiten kann. Eine mechanische Abschaltvorrichtung (z.B. Bremsklappen) oder entsprechende aerodynamische Auslegung bringt die Anlage oberhalb von v_{ab} zum Stillstand. Neben einer notwendigen Schutzeinrichtung des Generators gegen Überlast müssen die Verbraucher bei evtl. auftretender Überdrehzahl der Anlage gegen Überspannung durch Abschalten geschützt werden.

Anwendung: Einfache elektrische Verbraucher, wie z.B. Heizwiderstände.

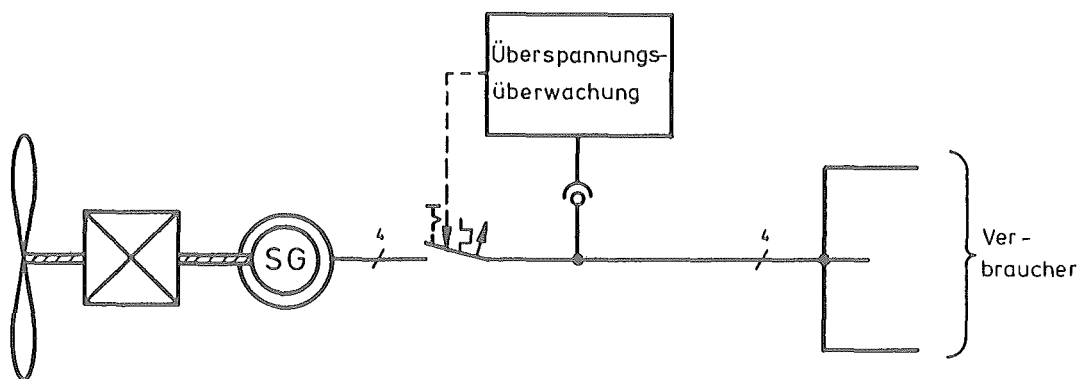


Bild 1: Direkte Kopplung von Verbrauchern und Generator

Bild 2 zeigt die Anordnung für eine Windenergieanlage mit konstantem Blatteinstellwinkel, bei der die Regelung der Generatorfrequenz durch schnelles Zu- und Abschalten von zusätzlichen Verbraucherwiderständen erreicht wird.

Die Zu- und Abschaltung der einzelnen Lastkreise erfolgt prioritätengesteuert und diskontinuierlich über Schütze. Die Prioritäten der einzelnen Laststufen können anhand eines Prioritätenwahlschalters eingestellt werden. Durch die stufenlose Regelung der Leistungsaufnahme von weiteren Lastkreisen über dual gestufte Widerstände oder Schwingungspaketsteuerung wird eine wesentlich feinere Drehzahlregelung möglich. Zum Schalten müssen hier aufgrund der großen Schalzhäufigkeiten Halbleiterschalter eingesetzt werden. Die bei dieser Anordnung noch auftretenden Drehzahlabweichungen bewegen sich im Bereich von $\pm 3\%$. Die im zusätzlichen Lastkreis verbrauchte Energie kann z.B. zum Heizen verwendet werden.

Anwendung:

Verbraucher, die hohe Anforderungen an die Konstanz von Spannung und Frequenz stellen, z.B. elektronische Geräte, Meßstationen, Elektrowerkzeug, Kühl- und Kleinaggregate, Batterieladegeräte, Beleuchtungen usw.

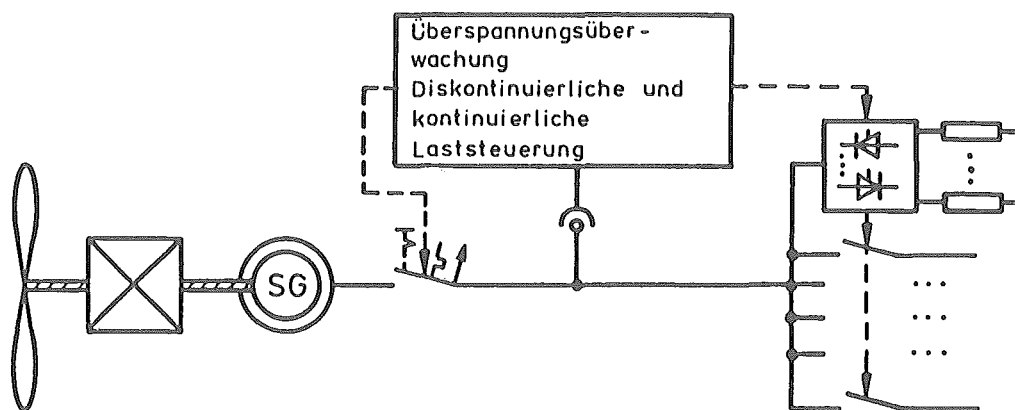


Bild 2: Anordnung zur Zu- und Abschaltung einzelner Laststufen und zusätzliche kontinuierliche Ansteuerung einer Laststufe zur genauen Drehzahlregelung

Die Regelgüte dieses Verfahrens ist aus dem in Bild 3 dargestellten Meßschrieb ersichtlich, das auf dem mobilen Teststand für WEAn der Universität Karlsruhe aufgenommen wurde.

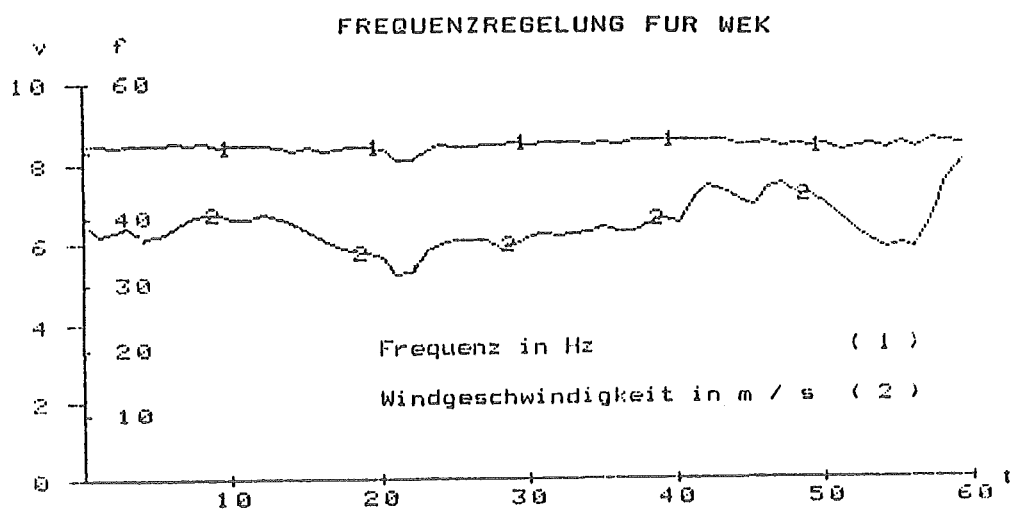


Bild 3: Meßschrieb für die über kontinuierliche Belastungsvariation geregelte WEA der Universität Karlsruhe

197

In Bild 4 ist ein System aufgezeigt, bei dem der Ausgangsstrom des Generators, dessen Frequenz aufgrund der Drehzahlschwankungen variiert, erst gleichgerichtet und dann von einem selbstgeführten Wechselrichter in einen Drehstrom konstanter Frequenz und Spannung umgeformt wird. Durch die Verwendung eines fremderregten Synchrongenerators mit einer entsprechenden Spannungsregelung ist der Betrieb in einem weiten Drehzahlbereich möglich. Durch Einbindung einer Batterie kann die Versorgungssicherheit vergrößert werden. Der erhöhte Aufwand an Leistungselektronik verteuert dieses System insbesondere für kleine Anlagen.

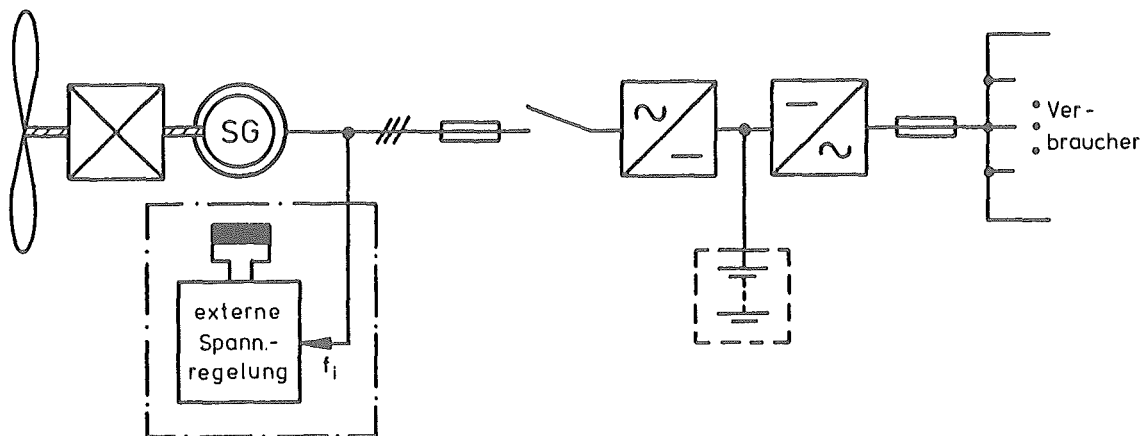


Bild 4: WEA mit Gleichstromzwischenkreis und selbstgeführtem Stromrichter

4.2 Anlagen mit Blattverstelleinrichtung

Ein wesentlicher Vorteil der Anlagen mit Blattverstelleinrichtung besteht, abgesehen vom besseren Anlaufverhalten und vom günstigeren Wirkungsgrad, hauptsächlich in der Möglichkeit, sie bis zu sehr hohen Windgeschwindigkeiten (20 bis 30 m/s, je nach mechanischer Auslegung des Konverters), unabhängig von der aktuellen Verbraucherleistung, betreiben zu können.

Eine einfache Ausführung einer Drehzahlregelung durch Variation des Blatteinstellwinkels kann durch den Einsatz eines hydraulischen oder mechanischen Fliehkraftreglers erreicht werden. Mit einer solchen Einrichtung läßt sich die Generator Drehzahl und somit die Frequenz in einem Bereich von ca. $\pm 10\%$ regeln.

198

Eine deutliche Verbesserung des Regelverhaltens und der Frequenzkonstanz läßt sich bei Verwendung einer elektro-hydraulischen Blattverstellung realisieren, da hier hohe Blattverstellgeschwindigkeiten und, durch die Verwendung elektronischer Regler, eine exakte Anpassung der Reglerdynamik an das Verhalten der Regelstrecken zu erreichen ist (s. Bild 5a). Frequenzschwankungen lassen sich dann auf maximal $\pm 2\%$ begrenzen.

Voraussetzung für eine Drehzahlregelung über die Variation des Blatteinstellwinkels ist immer, daß die vom Wind angebotene Leistung größer als die Summe aus Konverterverlusten und abzudeckender Verbraucherleistung bleibt.

Im Inselbetrieb von Windenergieanlagen sind daher zwei Betriebsbereiche zu unterscheiden:

- Nennlastbereich

Betrieb bei Windgeschwindigkeiten über dem Nennwert, bei dem die Anlage durch Variation des Blatteinstellwinkels drehzahlregelt wird.

- Teillastbereich

Betrieb bei Windgeschwindigkeiten unterhalb des Nennwertes, bei dem die dem Wind maximal entziehbare Leistung geringer als die Nennleistung ist.

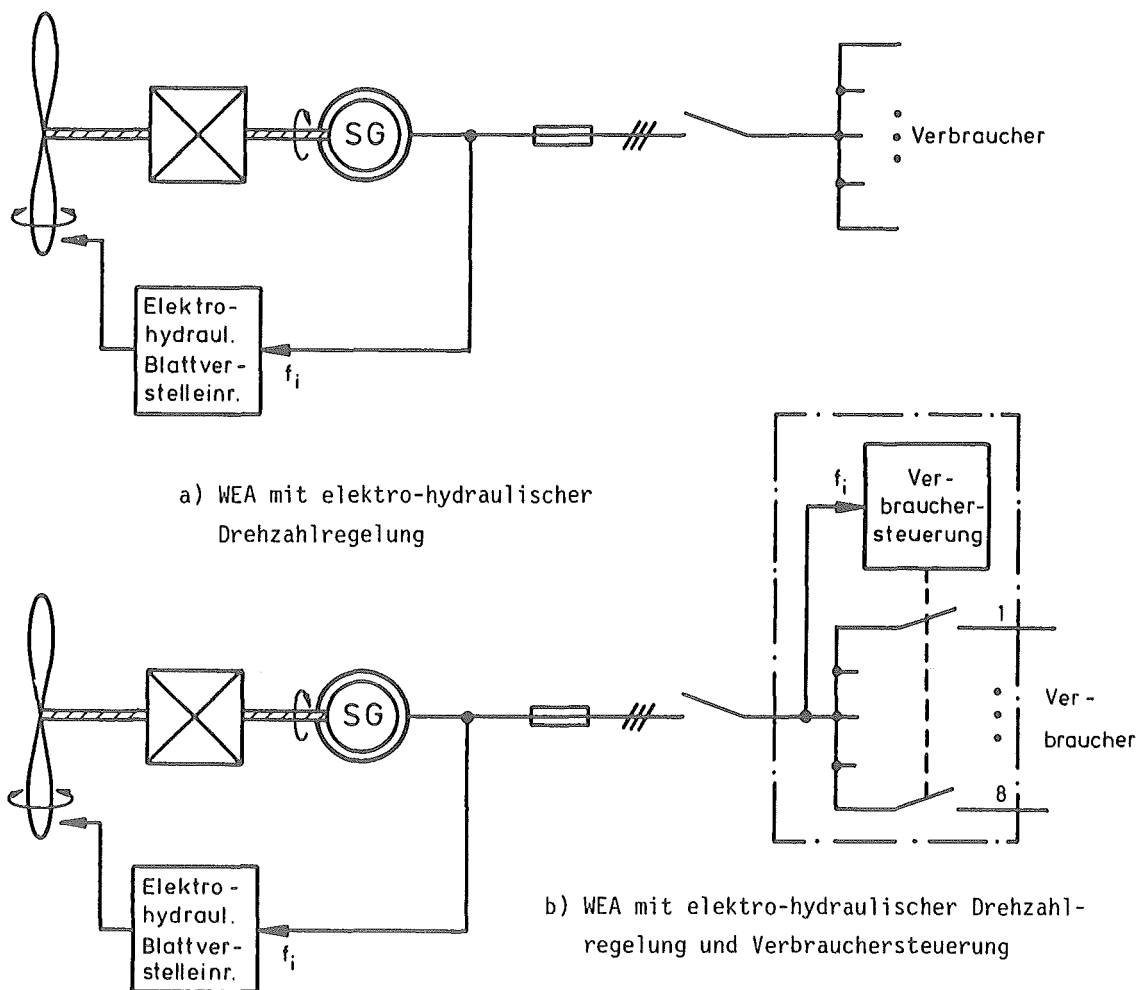


Bild 5: Prinzipielle Regelungsverfahren für Windenergieanlagen mit regelbarem Blatteinstellwinkel

199

Will man auch im Teillastbereich die Drehzahl durch Variation des Einstellwinkels annähernd konstant halten, so muß die abzugebende Leistung immer kleiner als die vom Wind angebotene Leistung gehalten werden. Hierzu werden die zu versorgenden Verbraucher möglichst gleichmäßig auf eine Anzahl von verschiedenen Lastkreisen verteilt, die dann in Abhängigkeit der Frequenz und des Frequenzgradienten zu- oder abgeschaltet werden. Bild 5b zeigt eine solche Windenergieanlage mit elektro-hydraulischer Drehzahlregelung und einer Verbrauchersteuerung.

Die Verwirklichung einer solchen Regelungseinheit und Verbrauchersteuerung für die WEA AEROMAN ist Bild 6a und b zu entnehmen. Die Meßergebnisse, die mit dieser Einheit erzielt können, sind in Bild 7 dargestellt.

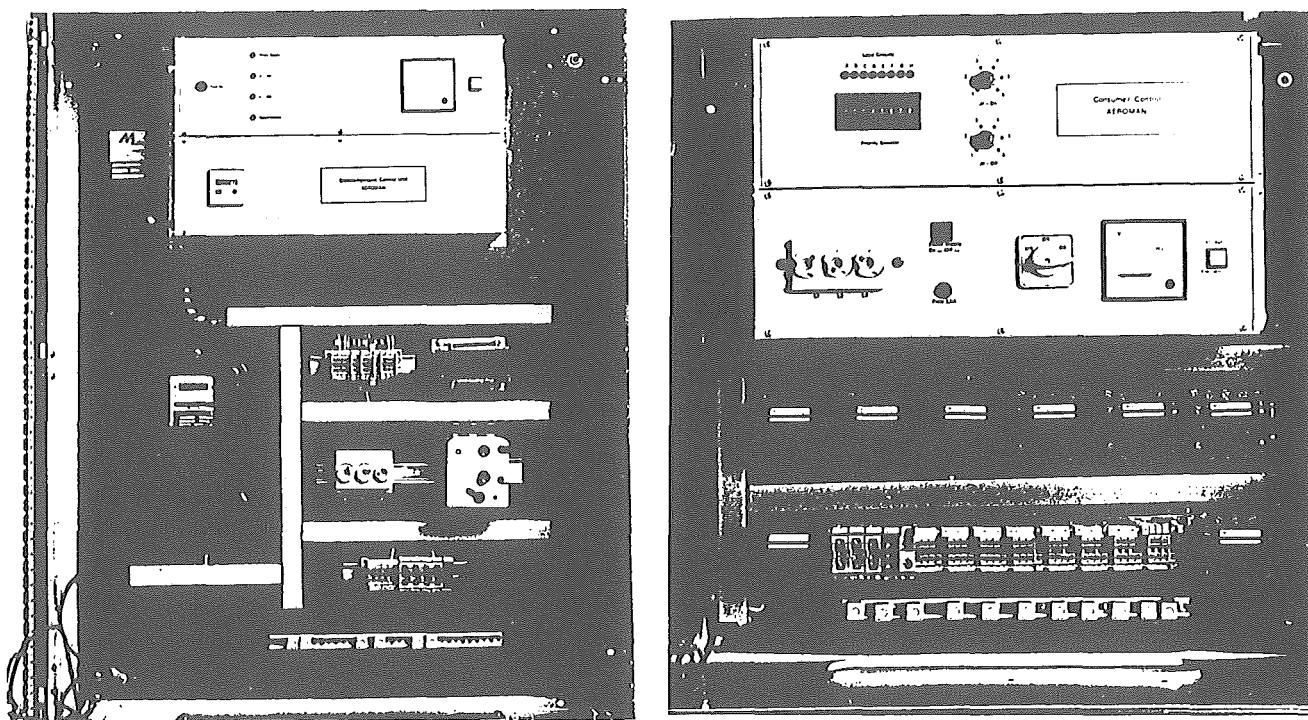
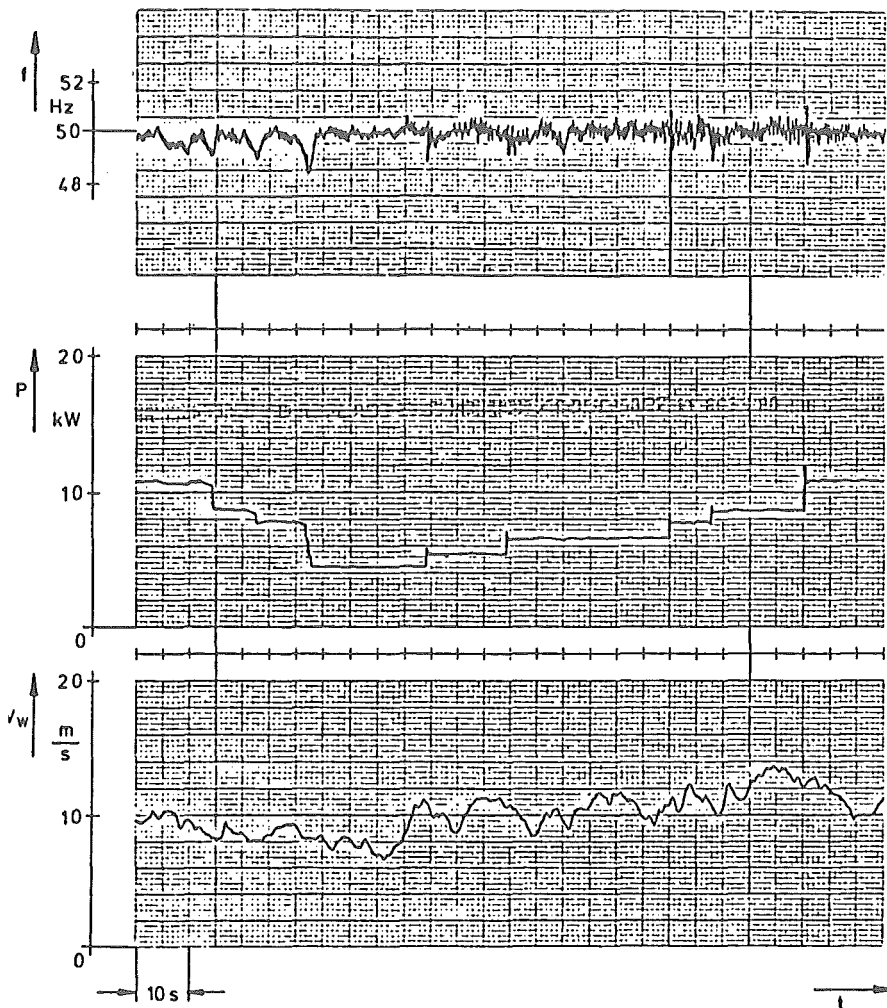


Bild 6a: Elektrohydraulische Regelungseinheit

b) Verbrauchersteuerung

für AEROMAN im Inselbetrieb

**Bild 7:**

Windenergieanlage im Inselbetrieb
 mit Verbrauchersteuerung
 - Auszug aus einer direkten
 Meßwertaufzeichnung (Mehr-
 kanalschreiber)

5. Verbundbetrieb von WEAn

Der Parallelbetrieb mehrerer WEAn zur Versorgung größerer Verbraucherleistungen sollte möglichst mit WEAn ausgeführt werden, die über eine schnelle und gute Drehzahl- und Leistungsregelung durch die Verstellung des Blatteinstellwinkels verfügen.

Neben der Erhöhung der Verfügbarkeit des Gesamtsystems hat der Aufbau von Windparks vor allem den Vorteil, daß durch die Anzahl von WEAn die Kurzzeitschwankungen der Abgabeleistung aufgrund des Windenergieangebotes (Sekundenbetrieb) stark vergrößert werden. Wird eine Parallelarbeit von z.B. maximal fünf gleichen WEAn angestrebt, so sollte einer der Konverter als Inselbetriebsanlage ausgelegt werden, der ohne zusätzliche Spannungsversorgung seinen Betrieb aufnehmen kann. Der selbsterregte Synchrongenerator dieser Anlage sollte hinsichtlich seiner Scheinleistung überdimensioniert werden, da er die Feinregelung der Spannung für den Anlagenverbund übernehmen muß. Die übrigen 1 bis 4 WEAn werden günstigerweise in der Netzbetriebsversion mit Asynchrongeneratoren ausgeführt (s. Bild 8).

Eine Blindleistungsregleinheit über schaltbare Kapazitäten unterstützt den Synchrongenerator der netzführenden Windenergieanlage bei der Blindleistungslieferung. Die Regelung jeder WEA verfügt über eine Frequenz-Leistungsstatik, die eine gleichmäßige Leistungsverteilung auf alle Anlagen gewährleistet.

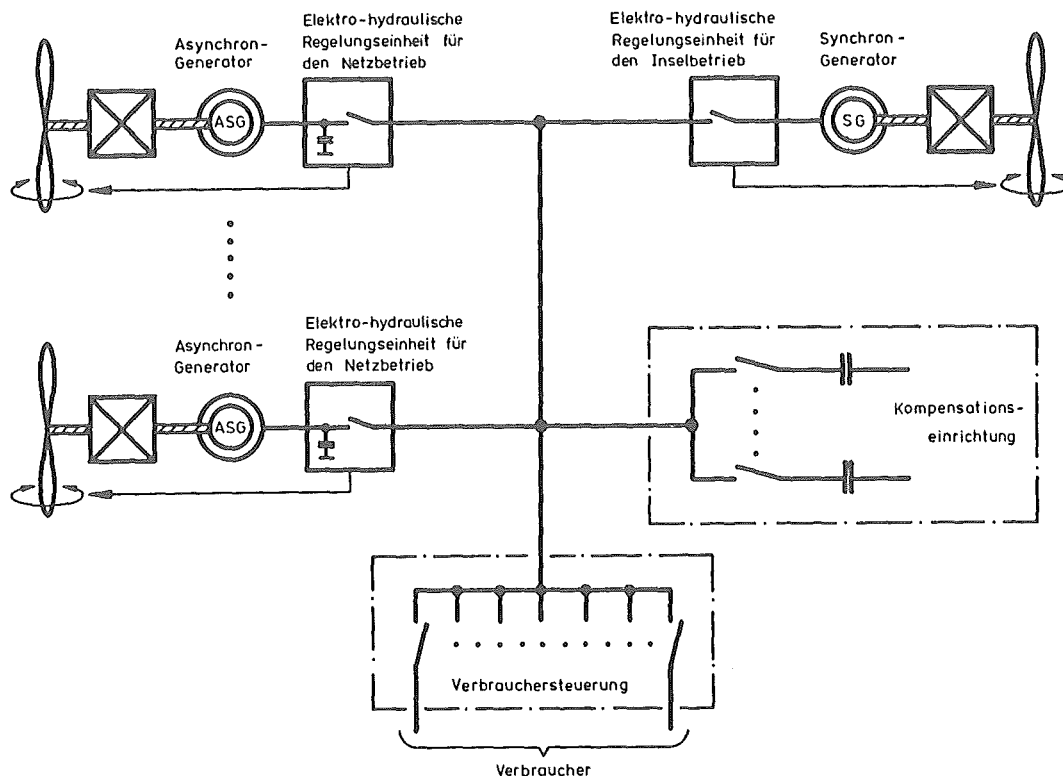


Bild 8: Prinzipielle Anordnung für den Parallelbetrieb von bis zu 5 WEA

Soll die Anzahl der zu einem Windpark zusammengefaßten WEA noch weiter erhöht werden, so ist eine Auslegung aller WEA als Netzanlagen mit Asynchrongeneratoren sinnvoll. Ein gemeinsam verwendeter rotierender Phasenschieber und eine schaltbare Blindleistungskompensationsanlage, die z.B. in einer Zentrale aufgebaut werden, übernehmen die Spannungsregelung und Bereitstellung der Blindleistung für die Verbraucher.

6. Autonome elektrische Versorgungssysteme

Soll eine sichere Versorgung gewährleistet werden, ist zur Überbrückung der Windflauten ein Dieselaggregat oder aber ein Batteriespeicher notwendig. Die Auslegung der Batterieeinheit als Langzeitspeicher ist aus wirtschaftlichen Erwägungen nicht sinnvoll, so daß das Batteriesystem in der folgenden Wind/Diesel-Konzeption nur als Kurzzeitspeicher eingesetzt wird.

Der Parallelbetrieb einer bzw. mehrerer Windenergieanlagen mit einem schwachen elektrischen Versorgungsnetz, das über ein oder mehrere kleine Diesel-Generator-Einheiten gespeist wird, stellt eine Vielzahl besonderer Anforderungen an die Regelung und Betriebsführung der einzelnen Windenergieanlagen, die weit über die Anforderungen für den Parallelbetrieb mit dem elektrischen Verbundnetz hinausgehen.

Insbesondere muß eine schnelle Drehzahlregelung der Windenergieanlage eine schonende Netzaufschaltung und eine gute Leistungsregelung für eine möglichst weitgehende Vergleichmäßigung der abgegebenen elektrischen Leistung sowie in bestimmten Betriebsfällen eine kontinuierliche Begrenzung der Abgabeleistung gewährleisten.

Zur Vermeidung unzulässiger Entlastungen der Dieselaggregate (d.h. Betrieb unterhalb von ca. 25 % der Nennleistung) muß während Schwachlastzeiten und guter Windverhältnisse die Leistungsabgabe der Windenergieanlagen begrenzt werden. Da die Frequenz der von dem Dieselaggregat gelieferten elektrischen Leistung aufgrund des Regelverhaltens des mechanischen Fliehkraftreglers mit zunehmender Belastung absinkt, dient die Netzfrequenz als Indikator für den Belastungszustand des Dieselaggregates. Somit kann oberhalb eines bestimmten Frequenzwertes die Leistungsabgabe der Windenergieanlage kontinuierlich reduziert und eine unzulässige Entlastung des Diesels verhindert werden.

Die im folgenden beschriebenen autonomen Systeme werden dahingehend ausgelegt, daß aus technischer Sicht die Anzahl der Windenergieanlagen nahezu beliebig erweitert werden kann. Eine Erweiterung der Anzahl der Windenergieanlagen ist auch nachträglich möglich, da außer dem Kabel für die Energieübertragung keine weiteren Steuerleitungen notwendig sind. Als Windenergieanlage wurde von der AEROMAN-Anlage der Firma M.A.N. ausgegangen. Die Anlage ist in der einzusetzenden Version für den Netzparallelbetrieb mit einem Asynchrongenerator ausgerüstet.

6.1 Fuel Saver Betrieb

Die in diesem Abschnitt beschriebene Konzeption stellt die einfachste Kombination einer Windenergieanlage mit einem Dieselaggregat dar (s. Bild 9). Die Windenergieanlage wird stets parallel zum Dieselaggregat betrieben. Sie überwacht automatisch die Netzverhältnisse und schaltet sich in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit zu und ab. Alle übrigen Schalthandlungen müssen manuell vom Bedienungspersonal ausgeführt werden.

Zumindest zwei Lastkreise minderer Priorität sollten per Hand abschaltbar sein, so daß auf diese Weise eine einfache Lastanpassung vorgenommen werden kann, die eine Überlastung des Diesels verhindert.

Vorteile:

- Einfache und robuste Konzeption
- Keine elektronischen Regel- und Steuereinheiten (ausgenommen der elektrohydraulischen Regelungseinheit für AEROMAN).

Nachteile:

- Betrieb der Windenergieanlage ist nur bei laufendem Diesel möglich
- Unwirtschaftlicher Teillastbetrieb der Dieselaggregate kann nicht verhindert werden
- Da nur eine manuelle Umschaltung vorgesehen ist, kann es bei großen und unerwarteten Laständerungen zu Überlastung des Diesels bzw. zu Netzausfällen kommen.

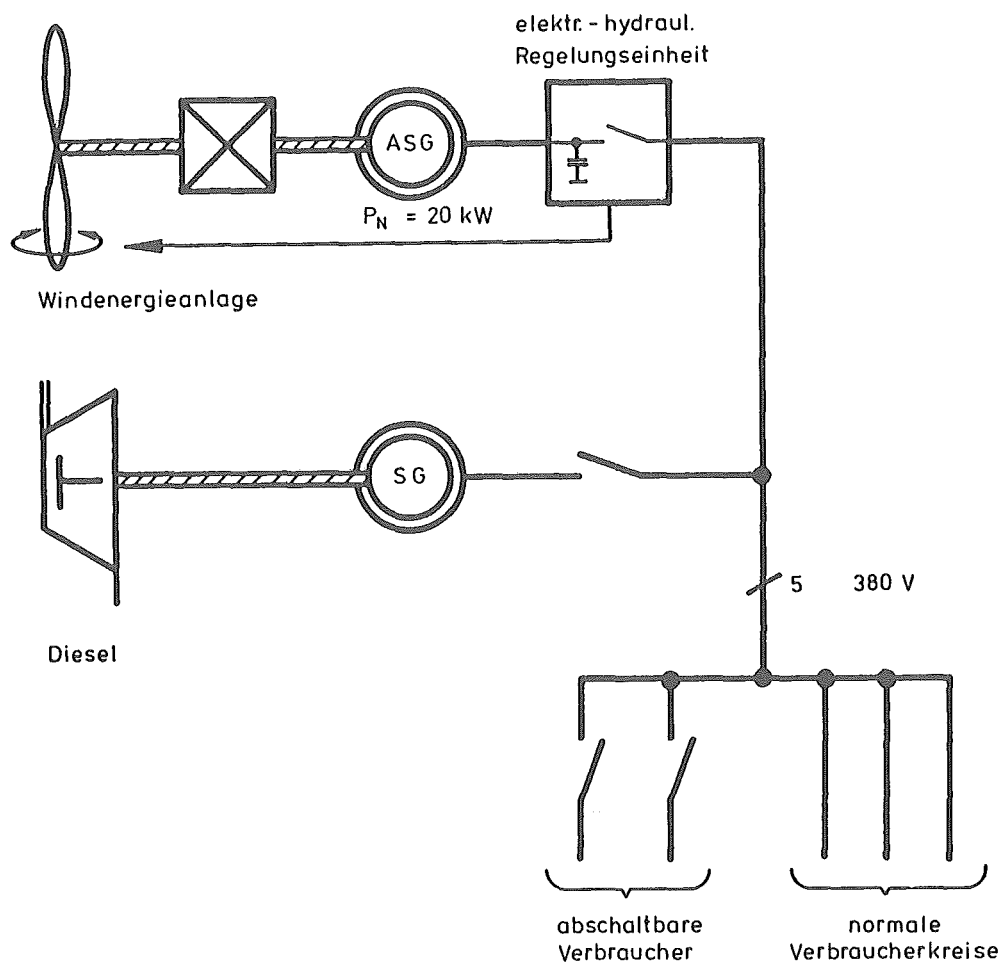


Bild 9: Blockschalbild für den Fuel Saver Betrieb

6.2 System mit Batteriespeicher und abschaltbarem Diesel

Diese Konzeption ermöglicht bei guten Windverhältnissen oder während Schwachlastzeiten eine Versorgung auch ohne Dieselmotor. Das Dieselaggregat wird anstelle der festen Verbindung zwischen Motor und Generator mit einer elektrisch ansteuerbaren Kupplung bzw. einer mechanischen Überholkupplung ausgerüstet, so daß der Synchrongenerator bei stehendem Diesel als rotierender Phasenschieber arbeitet und die Spannungsregelung sowie die Blindleistungslieferung für den vorkompensierten Asynchrongenerator der Windenergieanlage übernimmt (s. Bild 10). Während Schwachlastzeiten und gutem Windenergieangebot ist es damit möglich geworden, den Diesel ganz abzuschalten und die Energieversorgung allein über die Windenergieanlage durchzuführen.

Um unnötig häufiges Einschalten des Dieselaggregates aufgrund Windgeschwindigkeits- bzw. Verbrauchsänderungen zu vermeiden, wird das System noch um einen Batteriespeicher erweitert. Die Kapazität dieses Speichers wird sehr klein gehalten (ca. Nennleistung über 30 Minuten) und ist von den örtlichen Gegebenheiten und den Verbraucheranforderungen abhängig. Zum Laden der Batterien und zum Rückspeisen in das Inselnetz wird ein preiswerter netzgeführter Wechselrichter eingesetzt, der sich durch einfachen Aufbau und günstigen Preis auszeichnet.

Der Einsatz des Batteriespeichers gestattet jetzt eine optimale Nutzung der von der Windenergieanlage angebotenen Energie und macht den Verzicht auf eine fein abgestufte Verbrauchersteuerung möglich. Nur noch ein oder zwei Lastkreise, die in Abhängigkeit der Wind- und Verbraucherverhältnisse geschaltet werden können, sind weiterhin wünschenswert, aber nicht mehr zwingend notwendig.

Darüber hinaus ermöglicht die Einbeziehung eines Speichers, daß das Dieselaggregat über wesentlich längere Zeiten in günstigeren Leistungsbereichen betrieben werden kann, weil z.B. Lastspitzen, die ansonsten einen Start des Diesel erfordert hätten, über den Batteriespeicher abgefangen werden können. Da Lastspitzen, die über die Nennleistung des Diesel hinausgehen, normalerweise nur kurzzeitig auftreten, kann der Dieselmotor auch kleiner ausgelegt werden. Die Lastspitzen werden dann von dem Batteriespeicher übernommen.

Betriebsarten und Regelungsverfahren

Grundsätzlich ergeben sich 5 Betriebsarten des Versorgungssystems, die sich durch die Übernahme der jeweiligen Frequenzregelung unterscheiden. Die Spannungsregelung wird von der Synchronmaschine, die immer in Betrieb ist, durchgeführt. Die gesamte Anlage wird mit dem Dieselaggregat angefahren. Zu unterscheiden sind:

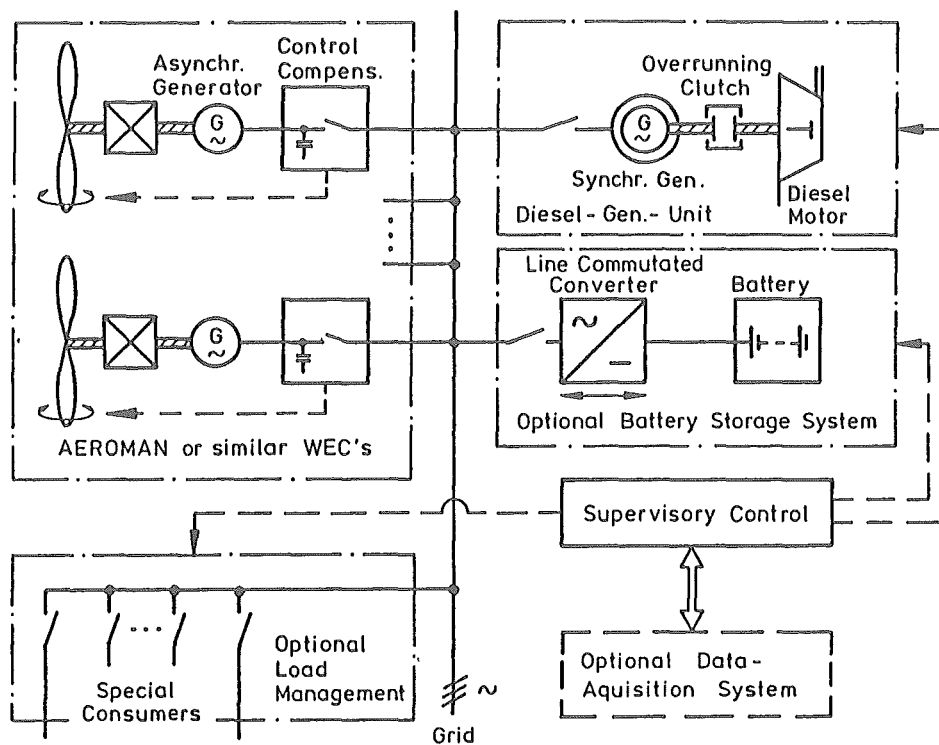


Bild 10a: Vereinfachtes Blockschaltbild des modularen Systems zur autonomen elektrischen Energieversorgung (mit einem statischen Umrichter)

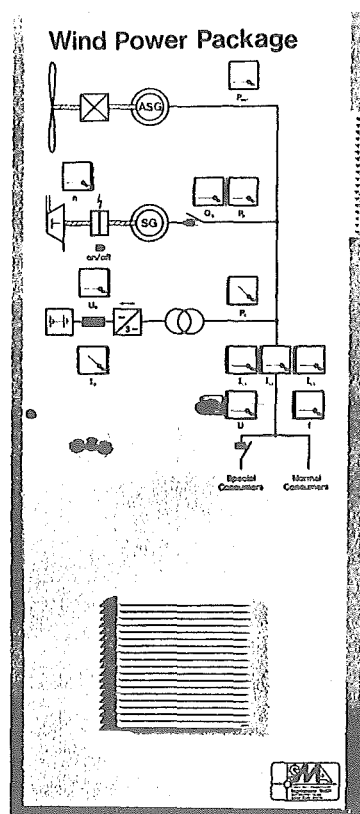


Bild 10b:

Realisierung einer autonomen elektrischen Energieversorgung mit einer WEA, einem Diesel und kleinem Batteriespeicher

A Parallelbetrieb der Windenergieanlagen mit der Diesel-Einheit

Die Frequenzregelung wird von dem Drehzahlregler des Dieselaggregats übernommen. Die Windenergieanlagen speisen ihre, durch die aktuellen Windverhältnisse vorgegebene Leistung in das Netz. Sollte es dabei zu einer unzulässig großen Entlastung des Diesels kommen, so wird von der Leistungsregelung der Windenergieanlage die Leistungsabgabe soweit begrenzt, daß die minimale Leistung des Diesels nicht unterschritten wird.

B Alleiniger Betrieb der Diesel-Generator-Einheit

Die Windenergieanlagen sind aufgrund der ungünstigen Windverhältnisse nicht mit dem Netz gekoppelt. Die Frequenzregelung muß in dieser Betriebsart ebenfalls von dem Diesel übernommen werden.

C Alleiniger Betrieb der Windenergieanlagen

Gute Windverhältnisse ermöglichen die alleinige Versorgung durch die Windenergieanlagen. In dieser Bauart wird die Frequenzregelung von den Windenergieanlagen übernommen, die mit Hilfe einer schnellen Blattwinkelverstellung arbeitet.

D Alleiniger Betrieb des Speichersystems

Zur Überbrückung von kurzen Zeiträumen geringer Windgeschwindigkeiten (im Minuten- bzw. Sekundenbereich) muß der Diesel nicht gestartet werden, da die benötigte Leistung von dem statischen oder rotierenden Umrichter, der jetzt die Batterien entlädt, geliefert wird.

E Parallelbetrieb der Windenergieanlagen mit dem Speichersystem

Reicht die dem Wind entziehbare Leistung nicht aus, so kann kurzzeitig das Speichersystem zum Leistungsausgleich herangezogen werden, ohne den Diesel zu starten.

Die Regelung der Leistungsaufteilung zwischen den verschiedenen Energieversorgungssystemen wird auf der Basis einer Leistungsstatik durchgeführt, so daß die Netzfrequenz jederzeit als Bezugsgröße für die Anlagenführung zur Verfügung steht.

Bild 11 zeigt in vereinfachter Weise die Leistungsbereiche der einzelnen Subsysteme in Abhängigkeit der Frequenz (stationärer Zustand).

207

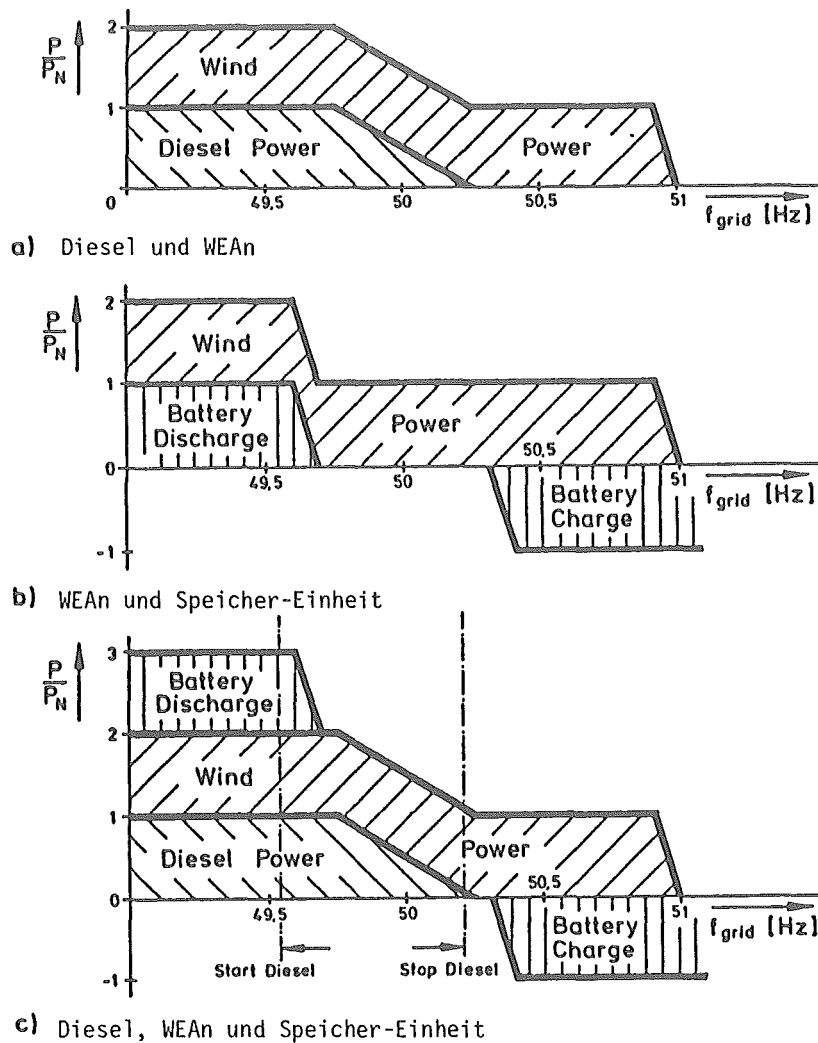


Bild 11: Betriebsbereiche der verschiedenen Versorgungssysteme in Abhängigkeit der Netzfrequenz (stationärer Zustand)

7. Zusammenfassung

In dem vorliegenden Aufsatz wurden für nicht mit dem öffentlichen Versorgungsnetz verbundene WEAn zur elektrischen Energieerzeugung die notwendigen elektrischen Ausrüstungen und die erforderlichen regelungstechnischen Einrichtungen beschrieben. Es wurden Einzelanlagen, Windparks und der Aufbau autonomer Versorgungssysteme (WEAn/Batteriespeicher und Dieselaggregate) in dem Leistungsbereich von wenigen kW bis zu mehreren 100 kW betrachtet. Neben den unterschiedlichen Verbraucheranforderungen wurden für die aufgezeigten Konzeptionen insbesondere auch die Aspekte der Versorgungssicherheit berücksichtigt.

208

8. Verwendete Abkürzungen

f	Frequenz	v_{ab}	Abschaltgeschwindigkeit
n	Drehzahl	v_w	Windgeschwindigkeit
P	Abgabeleistung	i	Istwert
U	Spannung	N	Nennwert
		s	Sollwert

9. Literatur

- | | |
|--|---|
| /1/ Gesamthochschule Kassel
TU Braunschweig | Abschlußbericht BMFT-Vorhaben 'Betriebsverhalten von Windenergieanlagen', Juli 1984. |
| /2/ G. Cramer/P. Drews/S. Heier/
W. Kleinkauf/R. Wettlaufer | Regelungsverfahren und Betriebsverhalten kleiner Windenergieanlagen (10 - 100 kW) im Netzverbundbetrieb
Tagungsbericht 4. Intern. Sonnenforum, Berlin, 6. - 9. Oktober 1982. |
| /3/ G. Cramer/P. Drews/S. Heier/
W. Kleinkauf/R. Wettlaufer | Regelungsverfahren und elektrische Ausrüstung für den Inselbetrieb kleiner Windenergieanlagen (10-50 kW)
Tagungsbericht 4. Intern. Sonnenforum, Berlin, 6. - 9. Oktober 1982. |
| /4/ M.A.N.-Neue Technologie | Prospekt 'Kleine Windkraftanlage AEROMAN', München 1982. |
| /5/ G. Cramer | Modular System for an Autonomous Electrical Power Supply
- Wind/Diesel-Combination
Symposium and Workshop on Electrical Systems and Components for Wind Energy Converter Systems
Göteborg, March 21-22, 1984 |

EIN KONZEPT ZUR ENERGIEVERSORGUNG von Einzelverbrauchern und kleinen lokalen Netzen mit Windenergie als Hauptenergiequelle

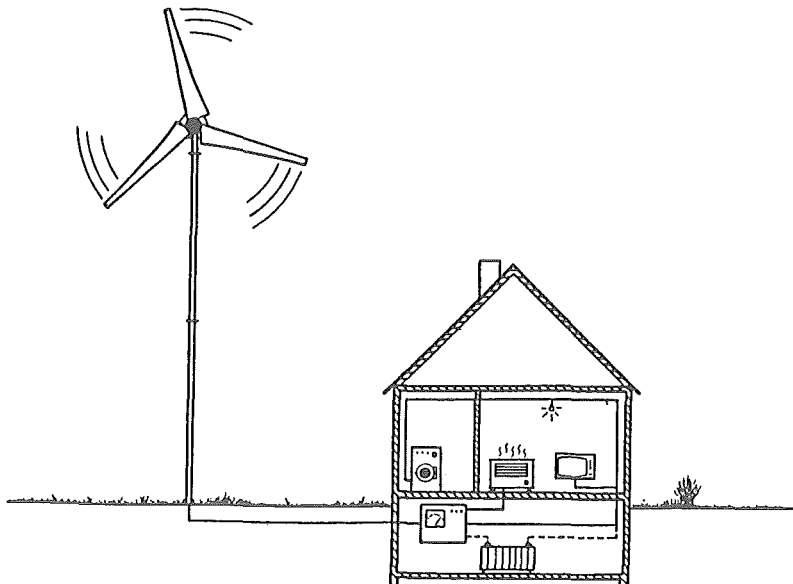
Da in Entwicklungsländern nicht nur für die Erzeugung, sondern auch für den Transport von Energie wesentlich höhere Kosten anfallen als in hoch industrialisierten Ländern, bietet sich die dezentrale Nutzung regenerativer Energien nicht nur aus Kostengründen, sondern auch zur Steigerung der Versorgungssicherheit besonders an.

Windkraftanlagen haben inzwischen eine hohe Wirtschaftlichkeit erreicht, die in Industrieländern zu durchaus akzeptablen Amortisationszeiten führt. Bei den zum Teil sehr viel höheren Energiekosten in unterentwickelten Gebieten mit schlechter Infrastruktur ist mit einem sehr viel schnelleren Kapitalrückfluß zu rechnen, so daß sich die Versorgung durch Windenergie anbietet.

Zur möglichst vollständigen Versorgung einzelner Verbraucher bzw. kleiner lokaler Netze mit Elektrizität und Wärme wird ein System vorgeschlagen bestehend aus:

- Windkraftanlage mit elektronischer Generatorlastregelung und Schlaggelenken
- Batteriespeicher
- Wärmespeicher
- Einspeisungsmöglichkeit für Solarenergie
- Diesel- bzw. gasbetriebenen Zusatzgenerator
- Steuerung der Verbraucher und des Zusatzgenerators nach Windenergieangebot entsprechend vorgegebener Prioritäten

Die Südwind THG 6 im Inselbetrieb
mit Batteriespeicher



Die Anforderungen, denen die einzelnen Komponenten genügen müssen, seien im folgenden kurz skizziert und begründet:

Anforderungen an die Windkraftanlage selbst

Die in Industrieländern bewährten Konstruktionen von Windkraftanlagen können nicht ohne weiteres auf technisch unterentwickelte Gebiete übertragen werden: Die nötige technische Infrastruktur ist oft unzureichend oder gar nicht vorhanden.

So können Windkraftanlagen, die für ihren Betrieb auf ein starkes elektrisches Netz angewiesen sind, in diesen Gebieten vielleicht auch helfen, Brenn- oder Treibstoff einzusparen, die dringend nötige Versorgungssicherheit verbessern sie jedoch nicht.

Windkraftanlagen für Entwicklungsländer sollten daher für den Inselbetrieb geeignet sein.

Ein weiteres Problem ist die Wartung:

Qualifiziertes Personal steht dafür oft nicht zur Verfügung, große Sorgfalt im Umgang mit technischen Geräten ist keinesfalls immer vorhanden.

Windkraftanlagen für Entwicklungsländer sollten keine sicherheitskritischen wartungsbedürftigen Bauteile (mechanische Regelemente o.ä.) aufweisen.

Wartungsfehler, Korrosion usw. dürfen höchstens zum Abschalten, nicht aber zur Zerstörung der Anlage führen.

Unter diesen Aspekten ist unter Umständen einer technologisch anspruchsvolleren Lösung, z.B. einer vollelektronischen Regelung, die bei einem Schaden komplett ausgetauscht wird, der Vorzug zu geben gegenüber einer nur scheinbar einfacheren und angepaßteren Mechanik.

Auch dem Transportproblem der Anlagen muß Rechnung getragen werden:

Nicht immer sind ausgebaute Wege bis zum Aufstellort vorhanden, besonders bei großen Bauteilen, die sich nicht auf kompakte Fahrzeuge verladen lassen, muß auf behelfsmäßige Transportmethoden Rücksicht genommen werden:

Besonders sperrige Bauelemente wie Flügel und Mastteile sollen möglichst leicht sein.

Da bei den Flügeln, im Gegensatz zum Mast, die Aufteilung in kleinere Elemente nicht problemlos möglich ist, muß das Gesamtgewicht minimiert werden.

Schlaggelenke im Flügelfuß stellen hierfür die effektivste Lösung dar.

Das Aufstellen der Anlage sollte keinen Kran und kein hochqualifiziertes Personal erfordern.

Selbstverständlich ist die Forderung nach guter Leistungsfähigkeit und Verfügbarkeit der Anlage.

Da die Vollversorgung aus Windkraft angestrebt wird, sollte die Anlage auch solche Verbraucher versorgen können, die auf konstante Frequenz angewiesen sind. Dies stellt unter Umständen einen Widerspruch zu der Forderung nach gutem Wirkungsgrad dar, so daß Kompromisse angestrebt werden müssen.

Der Betrieb der Anlage sollte nach Bedarf auf konstante Frequenz oder guten Wirkungsgrad auch bei niederen Windgeschwindigkeiten optimiert werden können.

Der wichtigste Aspekt für den Einsatz der Windenergie liegt jedoch darin, die Windkraftanlage (WKA) nicht nur als einzelnes technisches Gerät für sich zu betrachten, sondern als integrierten Bestandteil eines Energieversorgungssystems. Dafür müssen unter anderem die Windkraftanlage und die Verbraucher optimal aufeinander abgestimmt werden. Windkraftanlagen liefern hochwertige Energie, beim Einsatz zur allgemeinen Energieversorgung meist Elektrizität.

Gerade diese ist im allgemeinen am schwierigsten und auch am teuersten anders zu erzeugen. Die Windkraft sollte daher einen möglichst hohen Anteil des Elektrizitätsbedarfs decken, d.h. die WKA soll bereits bei relativ schwachem oder mäßigem Wind den elektrischen Grundbedarf des Verbrauchers decken.

Die Windverhältnisse am Aufstellort müssen genau bekannt sein.

Unter Grundlast soll hier der Verbrauch verstanden werden, der bei bewußt sparsamem Umgang mit Energie ohne unzumutbare Einschränkungen erreichbar ist, z.B. der Betrieb von Kühlschränken und Trinkwasserpumpe.

Bei kräftigem Wind und damit steigendem Energieangebot können weitere Verbraucher zugeschaltet werden.

Steigt die angebotene Leistung jedoch über die vorhandene Nachfrage von Verbrauchern und Batteriespeicher, so muß sie durch regeltechnische Eingriffe begrenzt werden. Dies ist jedoch oft unwirtschaftlich:

Es ist daher sinnvoll, bei starkem Wind oder geringem Verbrauch zusätzliche Energienachfrage zu schaffen.

Hier bietet sich der Betrieb nicht "stromtypischer" Verbraucher an, z.B. Wärmeerzeuger. Wärme wird, sei es als Raumheizung, Warmwasserversorgung oder Prozesswärme (z.B. kochen!) fast überall gebraucht, wo Menschen leben.

Die Umwandlung von Elektrizität in Wärme ist billig, und die Speicherung von Wärme ist sehr viel wirtschaftlicher als die von Elektrizität.

Da Wärme jedoch relativ leicht aus anderen Quellen bezogen werden kann, sollte diese Nutzungsart am Ende der Prioritätenskala stehen.

Ermittlung der momentan verfügbaren Leistung der WKA

Werden WKA spannungs- und frequenzkonstant betrieben, so fehlt dem Verbraucher zunächst eine Information darüber, wieviel Leistung verfügbar ist.

Diese ist jedoch erforderlich, um eine zu starke Abbremsung des Rotors durch Überlastung und damit eine Frequenzänderung oder sogar den Zusammenbruch der Energieversorgung zu verhindern.

Die WKA soll in jedem Betriebspunkt ein Signal für die noch zur Verfügung stehende Leistung liefern.

Dafür kann das Ergebnis einer laufenden Windmessung verwendet werden, besser sind jedoch Zustandsgrößen des Regelsystems der Anlage, da Windmeßgeräte meist zu langsam sind und nicht die Strömung im Rotorkreis erfassen.

Die beste und direkteste Anzeige der verfügbaren Leistung liefert die Stellgröße einer elektrischen Lastregelung.

Bei dieser Regelungsart wird die Drehzahl der Anlage über eine Laststeuerung geregelt, um einen bestimmten Betriebszustand, wie z.B. optimalen Wirkungsgrad oder konstante Frequenz, einzuhalten.

Die zu diesem Zweck geschaltete Leistung kann in einen Wärmespeicher gegeben werden, ihre Höhe entspricht exakt der für andere Verbraucher bei Einhaltung des Betriebszustandes noch zur Verfügung stehenden Leistung.

Prioritätensteuerung der Verbraucher

Die Anpassung des Verbrauchs an das Energieangebot sollte automatisch erfolgen, dabei werden von der Steuerung einzelne Stromkreise mit jeweils festgelegter Maximalleistung der Reihe nach entsprechend dem Leistungsangebot eingeschaltet, ihre Belegung kann vom Benutzer gewählt und nach Bedarf angepaßt werden.

Die höchste Priorität erhalten die Verbraucher mit der größten Wichtigkeit und der geringsten Leistung, beispielsweise Trinkwasserversorgung, Kühlung von Lebensmitteln, minimale Beleuchtung (Grundbedarf).

Am Ende der Prioritätenskala steht meist die Wärmeversorgung.

Energiespeicherung

Ein System zur Energieversorgung aus Windkraft sollte mehrere Speicher enthalten, die sich in ihrer Leistungs- und Energiekapazität ergänzen.

1. Grundbedarfsspeicher

Als Grundbedarfsspeicher bieten sich Akkumulatorenbatterien an. Diese sollten so bemessen sein, daß sie den elektrischen Grundbedarf über die häufigsten Flautendauern hinweg (meist also mindestens über einige Tage) versorgen können. Da diese Speicher verhältnismäßig teuer sind und ihre Verluste mit der Größe steigen, dürfen sie nicht zu stark überdimensioniert werden. Daher ist die zu erwartende Flautendauer vorher zu ermitteln, **am besten durch Langzeitmessungen mit einem Windgeschwindigkeits- und Flautendauerklassiergerät.**

Die beim Laden und Entladen übertragbare Leistung ist bei diesen Speichern meist gering.

2. Spitzenlast- Kurzzeitspeicher

Sie sollen kurzzeitige Differenzen zwischen Energieangebot und -nachfrage glätten, wie sie bei böigem Wind und schwer regelbaren Verbrauchern auftreten können. Ihre Funktion wird bei dem vorgeschlagenen System vom Wärmespeicher mit übernommen.

3. Wärmespeicher

Ein Wärmespeicher ist eine relativ wirtschaftliche Methode, große Energiemengen zu speichern und hohe Leistungen zu übertragen. Zudem ist eine hervorragende Regelbarkeit seines Leistungsflusses gegeben, so daß diese Speicher für Regelaufgaben besonders geeignet sind.

Durch die geringe Wertigkeit der gespeicherten Energie ergeben sich jedoch Einschränkungen bei der Nutzung.

4. Verbraucherverhalten bzw. Speicherung der erzeugten Produkte

Eigentlich kein Energiespeicher im technischen Sinne, bietet diese Methode doch ein großes und besonders wirtschaftliches Potential, technische Speicher zu ersetzen.

Beispiele sind der Betrieb starker Energieverbraucher nur bei genügend Wind, die Speicherung gepumpten Wassers oder anderer Produkte wie des fertig gemahlten Mehls bei der klassischen Windmühle.

Einbindung anderer Energieanlagen

Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit ist es geraten, andere Energiequellen an der Versorgung zu beteiligen. Je nachdem, welche Ziele dabei im Vordergrund stehen, kommen verschiedene Systeme in Betracht:

Soll vor allem eine relativ niedrige elektrische Leistung mit zusätzlicher Sicherheit versorgt werden, so bieten sich photovoltaische Systeme an. Sie sind bei niedriger Leistung noch preisgünstig und regeltechnisch leicht integrierbar, da die erzeugte Leistung nicht mit laufenden Kosten behaftet ist und daher einfach eingespeist werden kann, z.B. im Gleichstromkreis des Batteriespeichers oder ggf. der Grundbedarfsverbraucher.

Die Prioritätensteuerung der übrigen Verbraucher und Speicher wird dabei nicht beeinflusst.

Besteht aber die Notwendigkeit, zu bestimmten Zeitpunkten große Verbraucher, z.B. landwirtschaftliche Geräte, relativ sicher zu versorgen, ohne daß der durchschnittliche Energieverbrauch die Auslegung des gesamten Systems auf diese hohen Leistungen rechtfertigt, so empfiehlt sich der Einsatz eines diesel- oder gasmotorisch betriebenen Zusatzgenerators.

Da dessen Betriebszeiten minimiert werden müssen, wird seine Steuerung von der Prioritätensteuerung mit übernommen.

Eine Synchronisierung von Dieselgenerator und WKA sollte durch eine entsprechend genaue Drehzahlregelung der WKA ermöglicht werden, beide Geräte können dann sowohl gemeinsam als auch jedes für sich die Versorgung übernehmen.

Das Gesamtsystem

Das System zur Erfüllung der geschilderten Anforderungen besteht aus einer Windkraftanlage mit Schlaggelenkrotor, Generatorlastregelung, Prioritätensteuerung für Verbraucher und Speicher sowie den Speichern.

Da die Regelung der WKA rein elektronisch erfolgt, **enthält die Regeleinrichtung keinerlei mechanische Verschleißteile.**

Die mechanischen Elemente der zusätzlichen Sicherheitseinrichtung sind konsequent nach dem fail-safe-Prinzip ausgelegt.

Minimale Flügelgewichte werden durch den Einsatz von **Schlaggelenken** in der Flügelwurzel erreicht.

Die vollelektronische Regelung ermöglicht den Betrieb bei **konstanter Drehzahl und Frequenz**, aber auch die Steigerung der Leistung in Schwachwindzeiten durch **Optimierung der Schnellaufzahl**. Sie gewährleistet gleichzeitig, daß alle sonst **überschüssige Energie dem Wärmespeicher zugeführt** wird.

Die wichtigsten elektrischen Verbraucher sind, soweit möglich, mit **Gleichstrom** in Niederspannung betrieben, so daß Wechselrichterverluste beim Betrieb aus der Batterie entfallen.

Sie erhalten, gemeinsam mit dem Batteriespeicher, die **Priorität vor allen übrigen Verbrauchern und Speichern.**

Kurzzeitspeicher sind nur vorzusehen, wenn die Bedingungen es erfordern.

Die Zuordnung einzelner Verbraucher zu den Prioritätsstufen ist vom Benutzer jederzeit variierbar.

Durch die **hochgenaue Drehzahlregelung** der WKA ist der Synchronbetrieb mit einem Diesellaggregat möglich.

Der mit stufenloser Leistung betriebene Wärmespeicher nimmt nicht nur die **Überschüsse** bei einem insgesamt die Nachfrage übersteigenden Energieangebot auf, sondern füllt auch die durch die diskrete Stufung der Verbraucher und der Prioritätenstromkreise auftretenden Lücken, so daß die zur Verfügung stehende **Energie stets vollständig genutzt** wird.

Die Bauart dieses Speichers richtet sich nach dem Verwendungszweck der Wärme: Für Niedrigtemperaturwärme (Brauchwasser, Heizung) bietet sich ein Warmwasserspeicher an, während für Hochtemperaturwärme (Prozesswärme) Feststoffspeicher verwendet werden.

Bei festliegendem Verwendungszweck kann ein Speicher in den Verbraucher, z.B. den Herd, integriert werden, so daß ein preiswert zu erstellendes System entsteht.

Die Prioritätensteuerung für Speicher, Verbraucher und Diesel-stand-by-Aggregat

übernimmt die optimale Verteilung der verfügbaren Energie auf die verschiedenen Verbraucher und Speicher:

Einzelne Verbraucherstromkreise, deren maximal zulässige Leistung festgelegt ist, werden dann eingeschaltet, wenn die Windkraftanlage genügend Leistung zur Verfügung stellt.

Wird die volle Leistung einer Prioritätsstufe nicht benötigt, so kann die nächste Stufe entsprechend eher eingeschaltet oder höher belastet werden; wird danach die übergeordnete Stufe durch den Verbraucher wieder stärker belastet, so schaltet die nächste Stufe ggf. ab, so daß der Betrieb der höheren Stufe immer Vorrang vor allen folgenden Stufen hat.

Ein Batteriespeicher kann in die normale Prioritätenfolge als eigene Stufe eingefügt werden, er kann jedoch auch einer der höchsten Stufen parallel geschaltet werden, besonders, wenn diese Stufe mit Gleichstrom betrieben wird. Die Verteilung der Energie innerhalb dieser Stufe kann dann über die Betriebsspannung erfolgen.

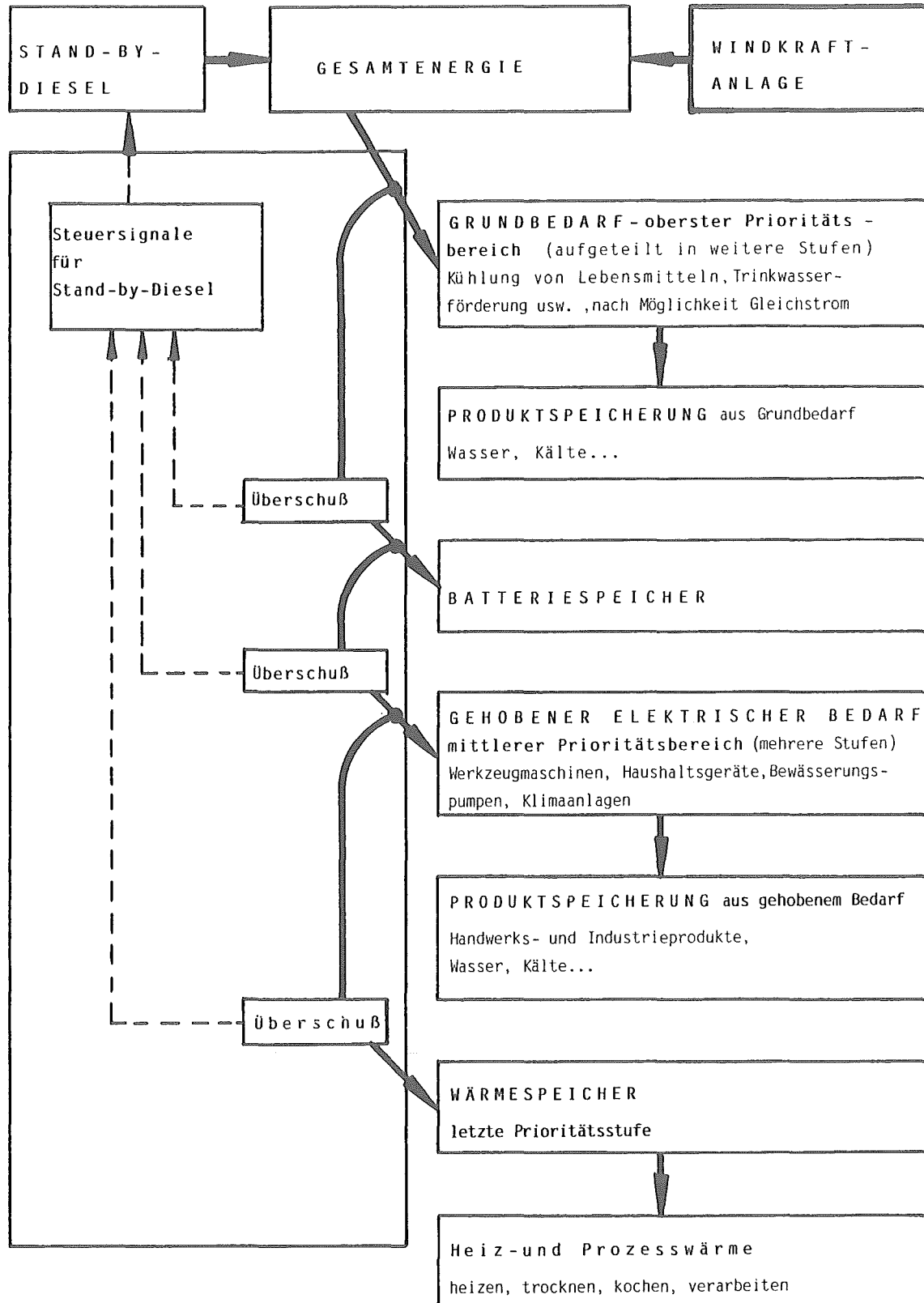
Die Leistungsregelung des Wärmespeichers wird nach wie vor von der elektronischen Generatorlastregelung übernommen, das Leistungsstellsignal steht der Prioritätensteuerung als Information über die Reserveleistung zur Verfügung.

Die Steuerung eines Diesel-stand-by-Aggregats wird von der Prioritätensteuerung mit übernommen, wobei die Schaltpunkte wie folgt definiert werden:

- a) Ist die Versorgung einer (vom Betreiber vorgewählten) Prioritätsstufe nicht mehr gewährleistet, so wird der Zusatzgenerator angeworfen. Das Startsignal wird gegeben, wenn die Überschubleistung ein gewisses Maß unterschreitet und die eingestellte Prioritätsstufe die niedrigste ist, die noch versorgt wird.
- b) Ist das Stand-by-Aggregat erst einmal in Betrieb, so wird seine Leistung nach dem Kriterium geregelt, daß die Versorgung bis zu einer zweiten (ebenfalls vom Betreiber vorgewählten) Prioritätsstufe gewährleistet ist, wobei die Überschubleistung auf das regeltechnisch erforderliche Minimum reduziert wird.
- c) Das Zusatzaggregat schaltet ab, wenn entweder die WKA wieder genügend Leistung liefert oder der Batteriespeicher, der während der Laufzeit des Aggregats stets geladen wird, den Betrieb der entsprechenden Geräte wieder übernehmen kann.



STEUERUNG EINES ENERGIEVERSORGUNGSSYSTEMS aus Erzeugern, Verbrauchern und Speichern nach Prioritätenfolge



Stand der Entwicklung der Komponenten des vorgeschlagenen Systems

Verschiedene Komponenten des vorgeschlagenen Systems haben bereits die Marktreife erreicht und laufen bei **SÜDWIND** und **WUSELTRONICK** unter normalen Bedingungen im Langzeiterprobungsprogramm. Dazu gehören

Windkraftanlagen mit Schlaggelenkrotoren,
Rotordurchmesser 3,4 und 7 m

maximale Leistungen 5,5 und 11 kW (ausbaubar bis auf 20 kW)

Elektronische Generatorlastregelung mit Umschaltmöglichkeit

- Betrieb bei konstanter Frequenz oder
- Betrieb bei optimaler Schnellaufzahl durch eine kubisch zur Drehzahl wachsende Leistungsstellung

Prioritätensteuerung der Verbraucher, mit beiden Betriebsarten der Generatorregelung kombinierbar
Batterieladeeinrichtung

Kurzfristig sind realisierbar

Einbindung des Batteriespeichers in die Prioritätenregelung

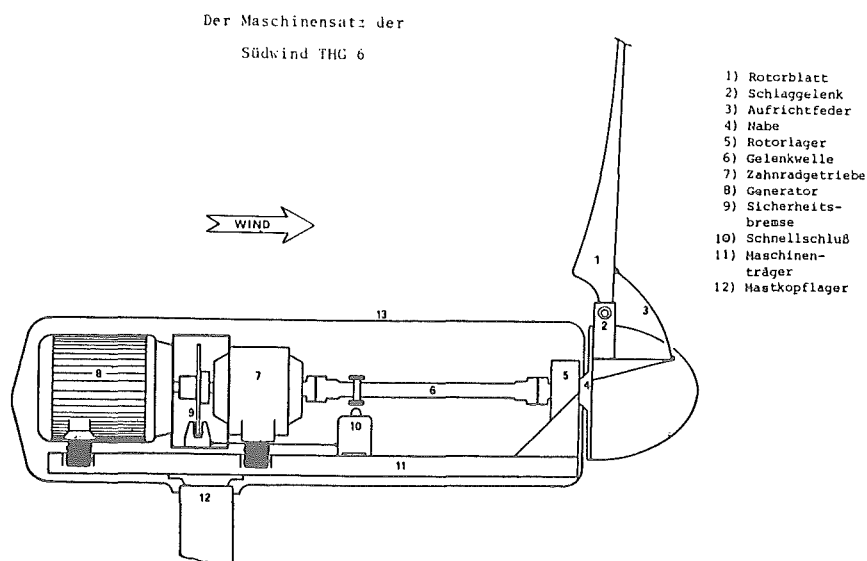
Leistungserhöhung der Windkraftanlagen bis ca 20 kW

Mittelfristig sind in der Planung

Einbindung eines Diesel-stand-by-Generators in die gesamte Regelung einschließlich Leistungsregelung und Synchronisierung

deutliche Vergrößerung der Windkraftanlagen

zunächst bis ca. 17 m Durchmesser und etwa 80 - 100 kW



Gustav M. Obermair

Lorenz Jarass

Seminar "Einsatz kleiner Windenergieanlagen in Entwicklungsländern"

Exportchancen für deutsche Windtechnik in Entwicklungsländern?

1. Abhängig von den Nutzungsarten und abhängig vom Preisniveau der durch Windenergie substituierten Energieträger ist Windenergie mehr oder weniger weit entfernt von der einzelwirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit. In der Bundesrepublik Deutschland mit regional sehr guten Windverhältnissen und relativ hohen Endenergiepreisen wäre die einzelwirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit für seriengefertigte, ausgereifte Windkraftanlagen heute annähernd gegeben, wenn die Stromversorgungsunternehmen für eingespeiste Energie ihre langfristig vermiedenen Kosten voll erstatten würden gemäß dem Opportunitätskostenprinzip. Die Einzelwirtschaftlichkeit würde noch erheblich verbessert werden, wenn ein zusätzlicher Bonus für den gesamtwirtschaftlichen Nutzen der Windenergienutzung (Umweltfreundlichkeit, verringerte Importabhängigkeit, hohe langfristige Versorgungssicherheit, Sozialverträglichkeit) in Form von staatlichen Zuschüssen angerechnet würde.

2. Heute existiert in Deutschland kaum eine eigene Entwicklung von fortschrittlicher Windtechnologie, noch weniger deren umfassende Demonstration unter kommerziellen Bedingungen. Daran konnte auch eine staatliche Förderung nichts ändern, die darauf konzentriert war, Prototypen von Großanlagen durch Großkonzerne entwickeln zu lassen, ohne die erforderlichen strukturellen Bedingungen für eine marktwirtschaftliche Durchsetzung regenerativer Energiequellen zu schaffen. Industrieländer mit guten Windregionen können nur dann Windtechnologie exportieren, wenn sie eine langfristig im eigenen Land erprobte Windtechnologie in den für die Entwicklungsländer relevanten Einsatzarten vorweisen können. Nach den weltweit für andere Technologien (z.B. für die Kernenergienutzung) angewandten Maßstäben gibt es also auf absehbare Zeit keine exportfähige Windtechnologie in der Bundesrepublik Deutschland.

3. In den meisten Entwicklungsländern sind die Endenergiepreise, gegen die Windenergie konkurrieren müßte, staatlich massiv subventioniert und damit deutlich niedriger als etwa in der Bundesrepublik Deutschland. Gerade dort wo Windenergie dezentral, entfernt von den Metropolen sinnvoll zum Einsatz gebracht werden könnte (Bewässerungspumpen, Stromversorgung im Inselbetrieb etc.), weil die Energiebereitstellung dort mit hohen Kosten verbunden ist, werden die Preise für die relevanten Verbrauchergruppen (Landwirtschaft, Haushalte etc.) künstlich niedrig gehalten. Man vergleiche etwa Indien und Pakistan, wo die durchschnittliche Energiepreise des Sektors Landwirtschaft weniger als halb so hoch sind wie in der Bundesrepublik Deutschland und den USA.

Ergebnis: Selbst bei guten Windverhältnissen und optimierten Anlagen ist einzelwirtschaftlich die Windenergie in den meisten Entwicklungsländern nicht konkurrenzfähig gegen bezahlte Preise für Ölprodukte und landwirtschaftlichen Strom.

4. In Entwicklungsländern ist die Markteinführung von Windenergie aufgrund der verzerrten Preisstruktur (vgl. These 3) nur möglich, wenn der Windenergie die hohen Energiebereitstellungskosten in den Einsatzregionen gutgeschrieben werden und nicht die niedrigen dort bezahlten Energiepreise. Neben der Entlastung der Zahlungsbilanz kommt ein wichtiges Arbeits- und Qualifikationsargument für diese Länder hinzu: Die Humankapitalintensität einer dezentralen Energieerzeugung (z.B. der Windenergie) ist wesentlich höher als die einer zentralen Energieerzeugung mittels importierter Technologie und Brennstoffe; die technische Kompetenz verbleibt bei dezentraler Nutzung nicht in den industriellen Ballungszentren, sondern wird dezentral aufs flache Land hinaus gebracht. Die vielen erforderlichen Windkrafttechniker können z.B. in Ägypten multifunktional in der Fläche tätig sein, während die alternativ erforderlichen wenigen Kernkraftwerkstechniker nur in den Metropolen und dort einzig in der Kraftwerksindustrie arbeiten können.

5. Industrieländer, die Windtechnologie exportieren wollen müssen durch ihre relevanten Agenturen (in der Bundesrepublik Deutschland z.B. die Bundesministerien für Wirtschaft, für wirtschaftliche Zusammenarbeit, für Forschung und Technologie, Gesellschaft für technische Zusammenarbeit, Kreditanstalt für

Wiederaufbau etc.) mit den relevanten Regierungen und dortigen Energiebehörden sowie den internationalen Entwicklungsorganisationen (Weltbank etc.) ein langfristig abgestimmtes Programm von Forschung, Entwicklung, Technologietransfer und Markteinführung ausarbeiten und vertraglich absichern. Nur so könnte die potentiell vorhandene (Gesamt-)Wirtschaftlichkeit der Windenergienutzung politisch ausgeschöpft, die Technik den spezifischen Erfordernissen der betrachteten Länder angepaßt und die erforderliche Kompetenz für Nutzung und Wartung aufgebaut werden.

6. Als Vorbereitung für die Durchführung dieses Programms sind die folgenden konkreten Schritte angezeigt:

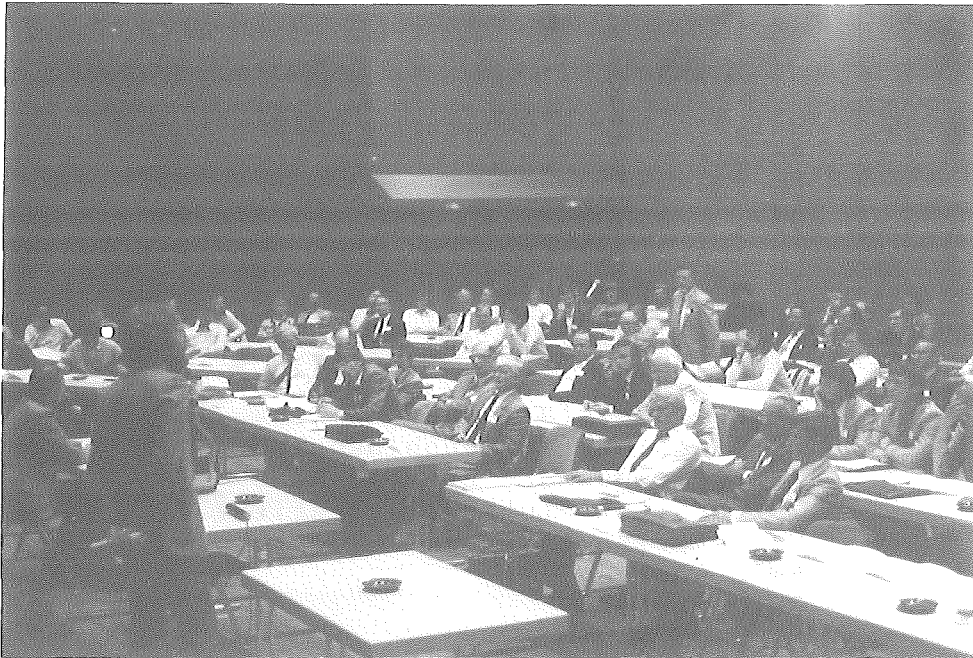
- Entwicklung von Bewertungsverfahren für die Einsatzmöglichkeiten von Windenergie in Entwicklungsländern (Standortregionen, technisches Potential, Preis- und Subventionsstruktur der Energieversorgung),
- Entwicklung von Methoden für eine gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Rechnung für die Nutzung von regenerativen Energieträgern (unter besonderer Berücksichtigung der Einsparung von Leitungssystemen bei dezentraler Energieversorgung, Fragen der Versorgungssicherheit bei Integration von Windenergie und deren gesamtwirtschaftliche Bewertung, Schattenpreise und Opportunitätskosten für importierte Energieträger, Auswirkungen unterschiedlicher Energieerzeugungsstrukturen auf Arbeitsmarkt, Siedlungsstruktur, Verkehrsstruktur, etc.),
- Vorbereitung von internationalen Kooperationsformen zur Nutzung der Windenergie entsprechend These 5.

Teilnehmer

Abdulla, K.	RWTH Aachen
Amaseder, F.	FH Aalen
Amann, T.	M.A.N.-Neue Technologie, München
Bechedahl, U.	TU Berlin, IPAT
Bernauer, Dr. U.	Bundesministerium f. Wirtschaftliche Zusammenarbeit, Bonn
Beyer, H.G.	Univ. Oldenburg, FB 8 Physik
Biermann, E.	GTZ/GATE, Eschborn
Blank, H.	Forschungsstelle f. Energiewirtschaft, München
Böttgen, H.-U.	HS-Ing.-Planung, Bremen
Braun, Dr. K.	Institut für Computer-Anwendungen, Universität Stuttgart
Brendt, H.	RWTH Aachen
Brümmer, H.	Windkraftanlagen KG, Karlshafen
Bucher, Dr. W.	DFVLR, Köln
Buschmann, G.	RWTH Aachen
Cramer, C.	SMA, Kassel
Dick, E.	BBC, Saarbrücken
Diederich, F.	RWTH Aachen, Forschungsinstitut f. Int. Technische Zusammenarbeit
Dörner, H.	Univ. Stuttgart, Institut f. Flugzeugbau
Dütting, S.	Univ. Bremen, Fachbereich Physik
Eichelberg, E.	Ingenieurbüro für Energiewirtschaft, Rendsburg
Eichhorn, P.	Siemens AG, München
Eisenbeiß, Dr. G.	Bundesministerium für Forschung und Technologie, Bonn
Frank, T.	Institut f. Computer-Anwendungen, Universität Stuttgart
Frees, H.	Windkraft-Zentrale, Brodersby
Frey, A.	BEGECA, Aachen
Fritzsche, Dr. A.	Dornier-System GmbH, Friedrichshafen
Fuchs, P.	RWTH Aachen
Gasch, Prof. Dr. R.	TU Berlin, Institut f. Luft- und Raumfahrt
Gänzle, W.	FH Aalen
Gering, Th.	Universität Karlsruhe
Gösele, Dr. K.J.	Bundesministerium f. Forschung und Technologie, Bonn
Goslich, H.D.	Ing.-Büro Goslich, Hamburg
Graf, U.	MBB GmbH, Bremen
Grawe, Dr. J.	Fichtner, Stuttgart
Grefe, K.D.	Seebeckwerft AG, Bremerhaven
Griemert, R.	GET, Aldenhoven

Heier, S.	Gesamthochschule Kassel
Heine, Prof. Dr. K.	FH Wilhelmshaven
Heinen, Prof. Dr. K.-U.	FH Köln, Institut f. Tropentechnologie
Helms, L.	Universität Bremen, Fachbereich Physik
Hipp, K.	Universität Stuttgart, Institut f. Aero- und Gasdynamik
Hofmann, H.	Heidenheim
Holstein, H.	Wuseltronick, Berlin
Höfling, H.	GTZ, Eschborn
Isenberg, Dr. G.	MAN-Neue Technologie, München
Jakobs, U.	RWTH Aachen
Jenke, Th.	M.A.N.-Neue Technologie, München
Jonkanski, Dr. F.	Universität Kiel, Institut f. Landwirtschaftliche Verfahrenstechnik
Jordan, Dr.	RWTH Aachen
Kartenkamp	TU Berlin, IPAT
Kaschub, M.	TU Berlin, FG Bionik
Keller, W.	Bau u. Entwicklung von Luftfahrtgeräten, Wieslautern
Kelm, H.D.	Kreditanstalt für Wiederaufbau, Frankfurt
Kinnemann, Dr.	Kreditanstalt für Wiederaufbau, Frankfurt
Kirchgäßner, B.	Universität Stuttgart, Institut f. Computer-Anwendungen
Kiss, St.	Sulzer-Escher-Wyss, Ravensburg
Klein, B.	Deutsche Gesellschaft für Windenergie, Kirchgellersen/Wuseltronick, Berlin
Kleinkauf, Prof. Dr. W.	Gesamthochschule Kassel, FB Elektrotechnik
Kniehl, R.	Universität Karlsruhe, Institut f. Techn. Thermodynamik
Koehne, W.	Südwind, Berlin
Kunzmann, K.	Universität Karlsruhe, Institut f. Techn. Thermodynamik
Lehmann, W.	Kirkel
Lennartz, E.	RWTH Aachen
Lohse, M.	Firma Lohse, Apparatebau, Heidenheim
Mark	FH Aalen
Mayer, M.	Universität Stuttgart, Institut f. Aero- und Gasdynamik
Metzler, R.	Fachstelle für Kontextgerechte Technik, Stuttgart
Mickeler, S.	Universität Stuttgart, Institut f. Aero- und Gasdynamik
Moeck, A.	Windkraft-Zentrale, Brodersby
Molly, J.P.	DFVLR, Stuttgart
Möller, L.	KFA-PLE, Jülich
Nath, Chr.	Germanischer Lloyd, Hamburg
Naumann, Dr. E.	Universität Oldenburg, FB 8 Physik
Neef, Dr. H.J.	KFA-PLE, Jülich
Nett, B.	RWTH Aachen

Obermair, Prof. Dr. G.	Universität Regensburg, Theoretische Physik
Onnen, Prof. O.	FH Karlsruhe
Owsianowski, R.	GTZ, Eschborn
Peintinger, G.	TU Berlin, FG Bionik
Petersen, G.	GKSS, Geesthacht
Podewilz, M.	Bundesministerium f. Wirtschaft, Bonn
Reiniger, K.	DFVLR, Oberpfaffenhofen
Renner, B.	FIZ, Eggenstein-Leopoldshafen
Reuter, H.J.	Dorfgemeinschaft Brettachhöhe
Röer, J.	Universität Stuttgart, Institut f. Computer-Anwendungen
Rockenbauch, M.	RWTH Aachen
Roller, M.	RWTH Aachen
Sastroharjono, S.	MISEREOR, Aachen
Selzer, Dr. H.	MBB-ZI, Bremen
Siegfriedsen, S.	AERODYN, Damendorf
Simhan, Prof. Dr. K.	Universität Bremen, Fachbereich Physik
Scheck, H.	Universität Stuttgart, Institut f. Computer-Anwendungen
Schiel, Dr. T.	Universität Bielefeld
Schöberl	Universität Karlsruhe, Institut f. Technische Thermodynamik
Schönball, W.	Wind-Energie, Bonn
Schott, Dr. Th.	DFVLR, Stuttgart
Scholz, H.J.	HS-Ing.-Planung, Bremen
Schmidt-Küster, Dr. W.	IEAL Energie-Consult GmbH, Bonn
Schultes, K.	Universität Stuttgart, Institut f. Aero- und Gasdynamik
Schürings, H.	Universität Frankfurt
Speidel, K.	Dornier-System GmbH, Friedrichshafen
Spengler, J.	Deutsche Gesellschaft für Windenergie, Hamburg
Spenk, G.	IBEK GmbH, Bremen
Stampa, U.	HITEC, Bremen
Sterck, B.	RWTH Aachen
Stöcker, Dr. H.J.	KFA-PLE, Jülich
Strackerjahn, H.J.	Universität Bremen, Fachbereich Physik
Stützel, F.	Südd. Elektrowerk, Schwäbisch Gmünd
Tetzlaff, Dr. G.	Universität Hannover, Institut f. Klimatologie
Twele, J.	TU Berlin, IPAT
Vogt, Dr. H.	Fahrdorf
Wagner, Dr. V.	Seewetteramt, Hamburg
Weber, Prof. Dr. W.	FH Aalen
Weidner, A.	Südwind, Berlin
Wettlaufer, R.	SMA, Kassel
Windheim, Dr. R.	KFA-PLE, Jülich
Wobben, A.	ENERCON GmbH, Aurich
Zaunbrecher, A.	RWTH Aachen
Zeller, P.	Südd. Elektrowerk, Schwäbisch Gmünd



Darrieus

Windflower

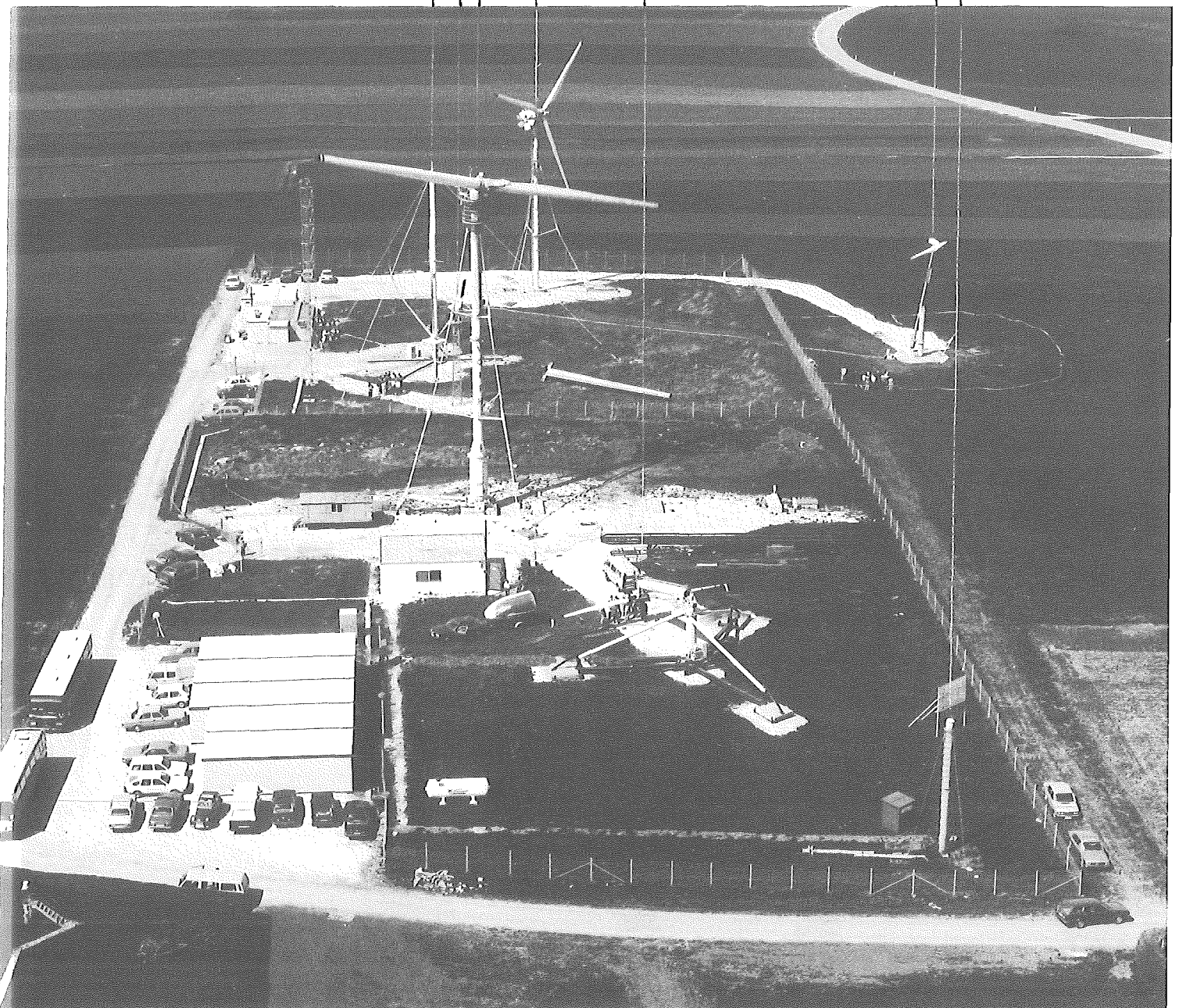
Voith Anlage

DEBRA

OPTIWA

FLAIR

Modul Anlage



Testfeld Schnittlingen, 14. Mai 1985